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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия
«08» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНДИГИРКА. КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ И КАБЕЛЕЙ, ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ, КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И ПОИСК ПОВРЕЖДЕНИЙ, СИСТЕМЫ ЗАЩИТ)

Руководитель _____ Заместитель главного инженера по эксплуатации филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» — В.В. Луференко
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник _____ 9.06.18. — А.Д. Плетенкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка. Кабельное хозяйство ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений, системы защит)

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	9.06.18	Е.Ю. Затеева
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	13.06.18	А.В. Масленникова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	13.06.18	В.В. Луференко
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Устройства РЗиА	05.06.18	А.А. Казанцева
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	07.06.2018	В.Б. Затеев
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная Безопасность. Охрана окружающей среды	08.06.18	И.Ю. Почтенникова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	06.06.18	В.В. Лапаева
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	16.06.18	А.А. Габбасова
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС 7
ВВЕДЕНИЕ 9
1 Общие сведения 10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла 10
1.2 Гидрологические данные 10
1.3 Инженерно – геологические условия 13
1.4 Сейсмические условия 13
1.5 Данные по энергосистеме 13
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла 14
2 Гидрологические расчёты 15
2.1 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы 15
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы 17
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК 18
2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году. 19
2.5 Определение установленной мощности ГЭС 21
2.6 Баланс мощностей 22
2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по средневодному году. 23
3 Основное и вспомогательное оборудование 26
3.1 Построение режимного поля 26
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов 27
3.3 Расчёт и построение металлической спиральной камеры 30
3.4 Расчет вала на прочность 34
3.5 Расчёт подшипника 35
3.6 Выбор гидрогенератора 36
3.7 Выбор кранов 37
3.8 Выбор МНУ 37
3.9 Выбор электрогидравлического регулятора 37
4 Электрическая часть 38
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС 38
4.2 Выбор типа блоков ГЭС 39
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками 39

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками ... 40
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд ... 41
4.2.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта 41
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий ... 42
4.4 Выбор схемы РУ ВН ... 43
4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3» ... 44
4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима ... 46
4.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН ... 46
4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения ... 47
5 Релейная защита и автоматика ... 49
5.1 Технические данные защищаемого оборудования ... 49
5.2 Расчёт номинальных токов ... 50
5.3 Перечень защит блока генератор-трансформатор ... 51
5.4 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG) ... 52
5.5 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)) ... 54
5.6 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) ... 56
5.7 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) ... 57
5.8 Защита от симметричных перегрузок($I1$) ... 60
5.9 Дистанционная защита генератора $Z1<, Z2<$ ... 62
5.10 Защита от перегрузки обмотки ротора ... 65
5.11 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор ... 66
5.12 Таблица уставок и матрица отключений защит ... 66
6 Компоновка и сооружения гидроузла ... 68
6.1 Назначение класса ГТС ... 68
6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины ... 69
6.3 Гидравлические расчеты ... 70
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта ... 71
6.3.2 Определение отметки гребня водослива ... 72
6.3.3 Построение профиля водосливной грани ... 73
6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе ... 74
6.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи ... 75
6.4 Конструирование плотины ... 78
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины ... 78
6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами ... 79
6.4.3 Быки ... 79
6.4.4 Устои ... 80
6.4.5 Галереи в теле плотины ... 80

6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин ... 80
6.5 Фильтрационные расчёты подземного контура ... 81
6.5.1 Противофильтрационная завеса ... 82
6.5.2 Дренажные устройства в основании ... 82
6.6 Определение основных нагрузок на плотину ... 83
6.6.1 Вес сооружения и затворов ... 83
6.6.2 Сила гидростатического давления воды ... 84
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления ... 85
6.6.4 Сила фильтрационного давления ... 85
6.6.5 Давление грунта ... 85
6.6.6 Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны НБ ... 87
6.6.7 Волновое давление ... 88
6.7 Оценка прочности плотины ... 88
6.8 Критерии прочности плотины ... 90
6.9 Обоснование устойчивости плотины ... 91
6.10 Глубинный водоспуск ... 92
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы ... 93
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений ... 93
7.2 Охрана труда ... 93
7.3 Пожарная безопасность ... 95
7.4 Охрана природы ... 96
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ... 100
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии ... 100
8.2 Текущие расходы по гидроузлу ... 101
8.3 Налоговые расходы ... 103
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ... 104
8.5 Оценка инвестиционного проекта ... 104
8.5.1 Методология, исходные данные ... 104
8.5.2 Коммерческая эффективность ... 105
8.5.3 Бюджетная эффективность ... 105
8.5.4 Анализ чувствительности ... 106
9 Кабельное хозяйство ГЭС ... 108
9.1 Определения ... 108
9.2 Типы применяемых материалов и кабелей ... 109
9.3 Кабельные муфты ... 111
9.4 Выбор кабельной линии для определенного потребителя ... 112
9.5 Требования по монтажу ... 113
9.6 Требования пожарной безопасности ... 114
9.7 Обслуживание и контроль состояния ... 115
9.8 Поиск повреждения кабельной линии ... 118

9.9 Системы защит 125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 128
ПРИЛОЖЕНИЕ А 130
ГРАФИКИ НАГРУЗОК 130

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Индигирка;
2. Местонахождение ГЭС .....Момский район Республика Саха (Якутия);
3. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний.....426 $м^3/с$;
б) всех турбин.....920 $м^3/с$;
в) максимальный с обеспеченностью: 1%.....4915 $м^3/с$;
0,1% .....5899 $м^3/с$;
г) минимальный.....160 $м^3/с$;

4. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока .....годовой;
б) отметка: НПУ .....310 м;
УМО .....285,7 м;
ФПУ.....312 м;
в) объемы: полезный..... 7,31 $км^3$;
полный..... 10,89 $км^3$;

5. Напоры ГЭС:

а) максимальный.....72,9 м;
б) расчетный.....62,0 м;
в) минимальный.....46,7 м;

6. Энергетические характеристики:

а) мощность:
установленная..... 451 МВт;
гарантированная..... 242 МВт;
б) среднемноголетняя выработка электроэнергии ..... 2086 млн. кВт·ч;

7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):

а) левобережная глухая..... 254 м / 82,4 м;
б) правобережная глухая .....220 / 82,4 м;
в) станционная .....100 / 82,4 м;
г) водосливная + 2 глухие секции.....167 / 82,4 м;

8. Водосбросные сооружения:

а) поверхностный водосброс:
1) число и размер пролетов .....4 х 20 м;
2) общая длина.....102,5 м;
3) максимальная высота .....82,4 м;
б) глубинный водоспуск:
1) число и размер отверстия.....1 отверстие 4х4 м;
2) общая длина.....15,5 м;
3) максимальная высота .....82,4 м;

9. Здание ГЭС:

а) типа здания.....приплотинное;
б) число агрегатов 4;
в) грунты в основании.....гранит;
г) тип спиральной камеры .....металлическая круглая;

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

10.Основное оборудование:

а) тип турбины РО75-В-500;
б) тип генератора..... СВ-970/140-44ХЛ;
в) мощность генератора..... 115 МВт;
г) частота вращения 136,4;
д) тип трансформаторов ..... ТДЦ 200000/220-УХЛ1;

11.Технико-экономические показатели:

а) удельные показатели.....24316 руб./кВт
б) себестоимость энергии.....0,16 руб./кВт ч
в) срок окупаемости .....7 лет 4 мес.

ВВЕДЕНИЕ

Водные ресурсы земного шара огромны. Речные воды составляют лишь тысячные доли процента объема пресных вод гидросферы и совершенно ничтожную долю всего объема гидросферы.

Отличительной чертой речных вод является их ежегодная возобновляемость. Речные воды являются источником весьма значительной ежегодно возобновляющейся энергией, которая используется для выработки электрической энергии на гидроэлектростанциях.

Доля гидроэнергии в общих энергетических ресурсах Земли ничтожна. Однако отличительной положительной чертой гидроэнергии, как и солнечной, приливной энергии и энергии ветра, по сравнению с ископаемыми, топливно-энергетическими и ядерными ресурсами Земли является её ежегодная возобновляемость. Неблагоприятной чертой речной гидроэнергии (также как и энергии Солнца, приливов и ветра) является её неравномерность во времени. Использование Гидроэнергии человеком, как правило, требует организации регулирования речного стока, в связи с чем на реках создаются водохранилища.

Современные гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках. С увеличением численности населения, а соответственно и увеличением потребляемой электроэнергии возрастает необходимость создание мощных ГЭС, мощностью от единиц до десятков гигаватт. С ростом мощности ГЭС растёт и единичная мощность гидроагрегатов. Сейчас она достигает 700-1000 МВт. При этом усложняется технологический процесс производства, усложняется конструкция основного и вспомогательного оборудования, появляются всё более новые и современные решения тех или иных проблем проектирования гидроэлектростанций и конструирования гидроэнергетического оборудования. Поэтому необходим крайне серьёзный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка, 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 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Индигирская ГЭС расположена на востоке Якутии, на реке Индигирка. Ближайший населенный пункт село Хонуу (60 км.).

Климат холодно умеренный. Зимой значительно меньше осадков, чем летом. Согласно графику (рисунок 1.1), максимальные температуры летом порядка 23-30 оС, минимальные зимой – (32-40) ºС. Выпадает около 224 мм осадков в год.

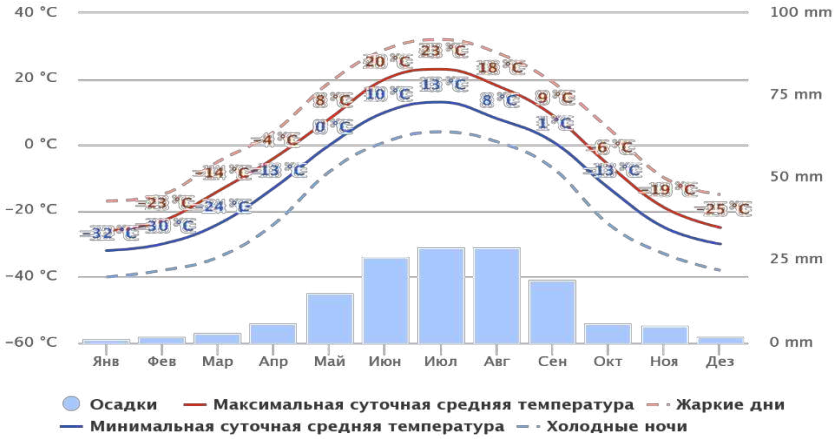


Рисунок 1.1 – Климатический график в районе расположения створа

1.2 Гидрологические данные

Индигирка – река на северо-востоке Якутии. Длина реки 1726 км, площадь бассейна 360 тыс. км².

По строению долины и русла и скорости течения Индигирка делится на два участка: верхний горный (640 км) и нижний равнинный (1086 км).

В питании Индигирки участвуют дождевые и талые (снеговые, ледниковые и наледные) воды. Половодье в тёплую часть года; сток весны 32 %, лета 52 %, осени около 1 %, зимы меньше 1 %.

В Таблице 1.1 представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Индигирка. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Таблица 1.1 - Гидрологический ряд за 50 лет наблюдений реки Индигирка

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1931	42	28	40	53	68	3593	452	887	158	150	59	35	464
1932	38	22	31	54	76	2845	447	575	168	102	64	24	371
1933	43	28	23	49	60	2593	659	944	164	99	61	34	396
1934	41	35	28	57	47	3294	600	513	167	128	62	46	418
1935	35	27	38	61	62	3548	557	762	230	108	70	44	462
1936	30	37	30	49	46	2175	617	989	216	150	57	20	368
1937	47	40	46	53	70	3734	696	629	230	118	66	47	481
1938	32	23	35	62	75	3444	685	627	183	127	54	46	449
1939	35	32	22	68	48	3106	447	814	162	80	53	37	409

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1940	39	31	28	53	71	2565	495	526	230	124	60	24	354
1941	45	35	39	66	48	3676	576	506	152	147	60	21	448
1942	27	38	22	54	62	3496	585	941	206	87	69	32	468
1943	27	35	23	53	68	3409	522	876	209	132	54	43	454
1944	45	41	31	67	66	3398	417	728	153	98	66	33	429
1945	35	28	25	48	49	3821	451	737	154	104	55	33	462
1946	47	30	24	72	75	3830	468	985	194	108	57	44	495
1947	27	37	45	60	67	3734	502	672	197	132	60	35	464
1948	27	41	29	71	71	2978	553	808	243	98	64	46	419
1949	40	29	32	50	68	2605	591	503	199	134	67	28	362
1950	35	23	26	56	56	2144	670	746	199	80	54	28	343
1951	28	37	33	71	64	3755	527	611	237	90	68	33	463
1952	35	23	36	54	72	3242	646	842	247	136	60	46	453
1953	40	27	31	55	47	3970	551	641	207	90	51	33	479
1954	31	42	28	70	60	3578	635	787	240	143	63	33	476
1955	29	31	31	60	53	3356	683	644	181	86	56	24	436
1956	30	24	38	50	68	2434	574	819	157	123	63	47	369
1957	34	36	25	74	49	3929	614	601	221	148	69	30	486
1958	30	28	35	54	68	3627	688	931	234	122	52	30	492
1959	46	35	42	74	45	3264	696	535	183	90	50	27	424
1960	33	40	29	48	58	2369	551	718	228	113	51	21	355
1961	28	42	30	74	57	2822	445	754	223	80	61	22	387
1962	38	25	33	59	62	2052	539	884	227	142	67	37	347
1963	42	39	26	58	68	3463	591	998	206	138	56	32	476
1964	32	31	24	53	57	2696	462	656	182	134	52	45	369
1965	34	39	29	60	60	2474	501	776	163	85	63	21	359
1966	47	27	30	65	70	2953	663	564	249	109	61	25	405
1967	38	42	36	59	64	2917	538	520	229	94	61	25	385
1968	41	41	33	65	49	2202	513	836	227	129	66	32	353
1969	43	37	27	48	46	3704	545	748	152	100	58	34	462
1970	44	35	28	71	47	2604	449	874	221	96	54	21	379
1971	39	26	28	68	76	3990	506	819	172	127	63	29	495
1972	38	37	28	50	65	3684	527	774	212	143	50	49	471
1973	32	22	30	59	58	3994	520	559	202	104	50	35	472
1974	34	27	38	48	68	3546	590	937	208	110	62	22	474
1975	39	29	22	72	63	3693	668	861	250	135	70	34	495
1976	36	42	31	50	47	2160	482	579	201	138	61	22	321
1977	36	27	46	57	45	2471	671	952	190	119	66	40	393
1978	32	37	23	56	52	3850	432	967	204	141	65	40	492
1979	33	32	34	74	49	3318	423	844	231	119	65	43	439
1980	31	24	39	72	68	3602	515	628	169	107	67	37	447
Qср.мн.	36	33	31	60	60	3174	555	748	202	116	60	34	426

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 426 $м^3/с$

На основании наблюдения за 50 лет вычисляются расходы для 50% и 90% обеспеченностей (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Расходы для 90% и 50% обеспеченности.

Обеспеч.	год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср
90%	1940	25	26	27	42	57	2357	813	545	184	99	48	19	354
50%	1980	27	27	47	65	75	3191	913	626	201	105	54	37	447

По Таблице 1.2 строятся гидрографы (рисунок 1.2). На рисунках 1.3 и 1.4 показаны зависимости уровней ВБ и НБ от V водохранилища и Q в НБ.

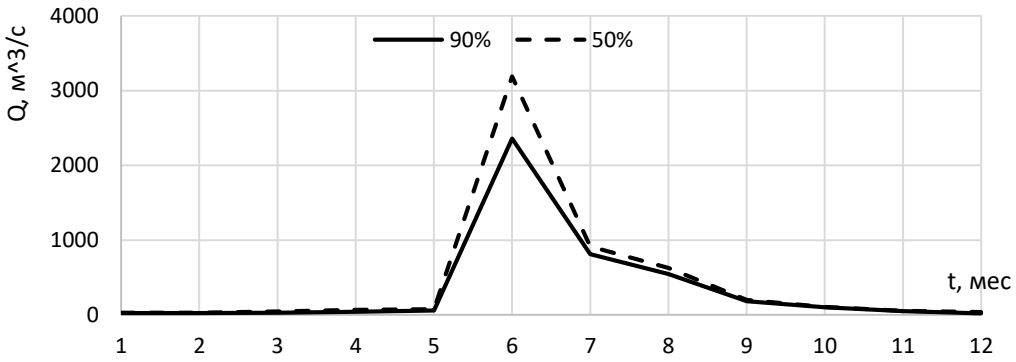


Рисунок 1.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьеф		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}$,м	W,км^3	$Z_{НБ}$,м	Q,м$^3/с$	$Z_{НБ}$,м	Q,м$^3/с$
236.0	0.00	236.00	0	236.00	0
260.3	1.09	239.40	855	239.00	900
275.0	2.18	242.00	2185	241.00	2300
283.5	3.27	243.50	4085	242.20	4300
290.0	4.36	244.40	5700	243.00	6000
295.0	5.45	-	-	-	-
299.0	6.53	-	-	-	-
302.5	7.62	-	-	-	-
305.5	8.71	-	-	-	-
308.0	9.80	-	-	-	-
310.0	10.89	-	-	-	-

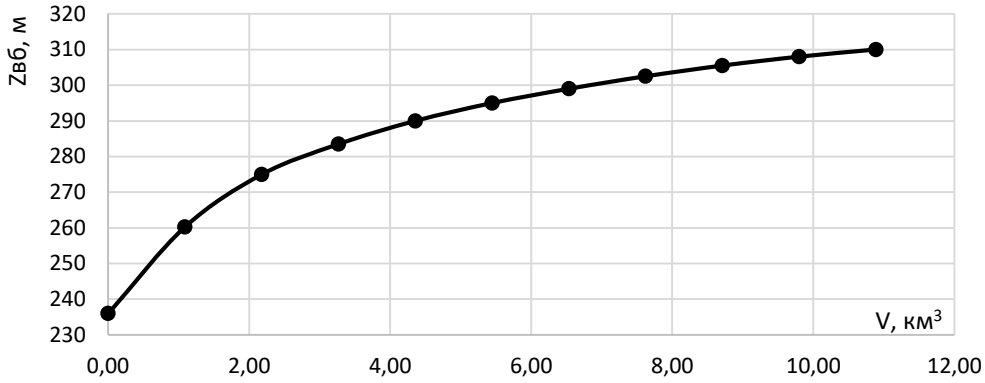


Рисунок 1.3 - Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

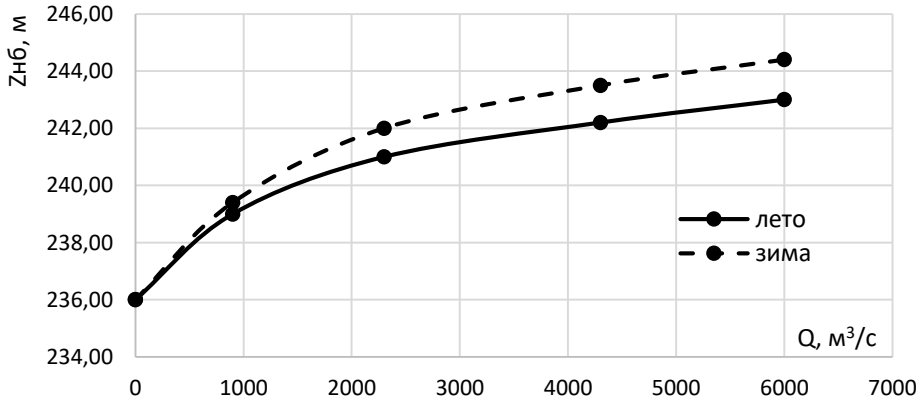


Рисунок 1.4 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

t, мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, $м^3/с$	160	160	160	160	300	300	300	300	160	160	160	160
Q испар, $м^3/с$	0	0	0	1	2	4	5	3	1	0	0	0
Q льда, $м^3/с$	3	2	4	0	-2	-4	-4	-2	0	1	2	3
Q фильтр, $м^3/с$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q шлюз, $м^3/с$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумм, $м^3/с$	5	4	6	3	2	2	3	3	3	3	4	5
Qполез, $м^3/с$	20	22	21	39	55	2355	810	542	181	96	44	14

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,5$ м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранит. Ширина по створу при отметке НПУ = 310 м. – 688 метров. Отметка дна – 236,0 м.

1.4 Сейсмические условия

На долю Якутии приходится треть всех сейсмоопасных зон России.

Наиболее активные сейсмические зоны Якутии:

- район поселка Тикси (расстояние до проектируемой ГЭС: 865 км.)
- район хребта Андрей Таас, ниже Хонуу, где река Селеннях впадает в Индигирку (300 км.)
- район поселка Артык, южнее Усть-Неры (270 км)

Наиболее сильные землетрясения зарегистрированы до 7 баллов по шкале Рихтера. Последнее 1989 г. – 6,6 баллов.

Современные гидравлические электростанции выдерживают землетрясения в 10 баллов. Поэтому, сейсмичность Якутии никак не скажется на плотине, проектируемой ГЭС.

1.5 Данные по энергосистеме

В настоящее время энергосистема Республики Саха (Якутия) функционирует изолированно от ЕЭС России.

Максимальная потребляема мощность РДУ Якутии составляет 1768 МВт.

Падение потребления максимальной мощности летних месяцев относительно зимних составляет 33,5%

На территории Якутии расположен Каскад Вилюйских ГЭС с установленной мощностью 680 МВт и среднемноголетней выработкой 2100 млн. кВт ч.

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

Аналогом проектируемой ГЭС, в плане расчетного напора, является Богучанская ГЭС с установленной мощностью 2997 МВт и среднемноголетней выработкой 17600 млн. кВт·ч.

Расчетный напор: $H_{\text{р}} = 65{,}5$ м

Гидротурбины типа РО-75-В (возможна установка таких турбин на проектируемую станцию).

В плане зарегулированности водохранилища (в нашем случае годичное регулирование) и его объема, ГЭС-аналогом будет являться Курейская ГЭС, с установленной мощностью 600 МВт и среднемноголетней выработкой 2620 млн кВт ч.

Полезный объем водохранилища: $V_{\text{вод.}}^{\text{пол.}} = 7{,}31$ км^3

2 Гидрологические расчёты

2.1 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки скачиваются с сайта системного оператора so-ups.ru в соответствии заданной реальной энергосистемой России для зимнего (24.12.15) и летнего (24.06.15) месяцев.

Скаченные данные потребления за 24 часа для ОДУ Востока, заносятся в таблицу 2.1. С этого же сайта берутся данные по выработке за 2015 год для ОДУ Востока и РДУ Якутии. Далее рассчитывается коэффициент перехода k по формуле:

$$k = \frac{Э_{ОДУ}}{Э_{РДУ}} = \frac{35754}{11918} = 3 \quad (2.1)$$

Таблица 2.1 – Суточный план потребления

Зимние сутки				Летние сутки			
ОДУ ВОСТОКА		РДУ Якутии		ОДУ ВОСТОКА		РДУ Якутии	
24.12.2015		24.12.2015		24.06.2015		24.06.2015	
час	потр. МВт	час	потр. МВт	час	потр. МВт	час	потр. МВт
1	4373	1	1458	1	2737	1	912
2	4304	2	1435	2	2658	2	886
3	4294	3	1431	3	2619	3	873
4	4304	4	1435	4	2589	4	863
5	4351	5	1450	5	2508	5	836
6	4427	6	1476	6	2577	6	859
7	4954	7	1651	7	2813	7	938
8	5189	8	1730	8	3030	8	1010
9	5266	9	1755	9	3175	9	1058
10	5208	10	1736	10	3255	10	1085
11	5131	11	1710	11	3250	11	1083
12	5072	12	1691	12	3223	12	1074
13	5032	13	1677	13	3148	13	1049
14	4968	14	1656	14	3104	14	1035
15	4993	15	1664	15	3126	15	1042
16	5046	16	1682	16	3121	16	1040
17	5207	17	1736	17	3164	17	1055
18	5337	18	1779	18	3185	18	1062
19	5266	19	1755	19	3198	19	1066
20	5154	20	1718	20	3229	20	1076
21	5075	21	1692	21	3351	21	1117
22	4934	22	1645	22	3254	22	1085
23	4689	23	1563	23	3028	23	1009
24	4492	24	1497	24	2890	24	963

Производятся вычисления и заносятся в таблицы 2.2 и 2.3:

Таблица 2.2 – Данные для построения ИКН зимних суток

t	P	P ранж.	Δ P	Δ Э	Δ Э	ΔP сумм.	ΔЭ сумм.
час	МВт	МВт	МВт	МВт·ч	млн. кВт·ч	МВт	млн. кВт·ч
1	1458	1779	23,67	23,67	0,02	23,67	0,02

Окончание таблицы 2.2

t	P	P ранж.	Δ P	Δ Э	Δ Э	ΔP сумм.	ΔЭ сумм.
час	МВт	МВт	МВт	МВт·ч	млн. кВт·ч	МВт	млн. кВт·ч
2	1435	1755	0,00	0,00	0,00	23,67	0,02
3	1431	1755	19,33	58,00	0,06	43,00	0,08
4	1435	1736	0,33	1,33	0,00	43,33	0,08
5	1450	1736	6,00	30,00	0,03	49,33	0,11
6	1476	1730	11,67	70,00	0,07	61,00	0,18
7	1651	1718	7,67	53,67	0,05	68,67	0,24
8	1730	1710	18,67	149,33	0,15	87,33	0,39
9	1755	1692	1,00	9,00	0,01	88,33	0,39
10	1736	1691	8,67	86,67	0,09	97,00	0,48
11	1710	1682	4,67	51,33	0,05	101,67	0,53
12	1691	1677	13,00	156,00	0,16	114,67	0,69
13	1677	1664	8,33	108,33	0,11	123,00	0,80
14	1656	1656	4,67	65,33	0,07	127,67	0,86
15	1664	1651	6,67	100,00	0,10	134,33	0,96
16	1682	1645	81,67	1306,67	1,31	216,00	2,27
17	1736	1563	65,67	1116,33	1,12	281,67	3,39
18	1779	1497	21,67	390,00	0,39	303,33	3,78
19	1755	1476	18,00	342,00	0,34	321,33	4,12
20	1718	1458	7,33	146,67	0,15	328,67	4,26
21	1692	1450	15,67	329,00	0,33	344,33	4,59
22	1645	1435	0,00	0,00	0,00	344,33	4,59
23	1563	1435	3,33	76,67	0,08	347,67	4,67
24	1497	1431	1431,33	34352	34,35	1779	39,02

Таблица 2.3 – Данные для построения ИКН летних суток

t	P	P ранж.	дельта P	дельта Э	дельта Э	ΔP сумм.	ΔЭ сумм.
час	МВт	МВт	МВт	МВт·ч	млн. кВт·ч	МВт	млн. кВт·ч
1	875	1067	14,20	14,20	0,01	14,20	0,01
2	861	1053	0,00	0,00	0,00	14,20	0,01
3	859	1053	11,60	34,80	0,03	25,80	0,05
4	861	1042	0,20	0,80	0,00	26,00	0,05
5	870	1041	3,60	18,00	0,02	29,60	0,07
6	885	1038	7,00	42,00	0,04	36,60	0,11
7	991	1031	4,60	32,20	0,03	41,20	0,14
8	1038	1026	11,20	89,60	0,09	52,40	0,23
9	1053	1015	0,60	5,40	0,01	53,00	0,24
10	1042	1014	5,20	52,00	0,05	58,20	0,29
11	1026	1009	2,80	30,80	0,03	61,00	0,32
12	1014	1006	7,80	93,60	0,09	68,80	0,41
13	1006	999	5,00	65,00	0,07	73,80	0,48
14	994	994	2,80	39,20	0,04	76,60	0,52
15	999	991	4,00	60,00	0,06	80,60	0,58
16	1009	987	49,00	784,00	0,78	129,60	1,36
17	1041	938	39,40	669,80	0,67	169,00	2,03
18	1067	898	13,00	234,00	0,23	182,00	2,27
19	1053	885	10,80	205,20	0,21	192,80	2,47
20	1031	875	4,40	88,00	0,09	197,20	2,56
21	1015	870	9,40	197,40	0,20	206,60	2,76
22	987	861	0,00	0,00	0,00	206,60	2,76
23	938	861	2,00	46,00	0,05	208,60	2,80
24	898	859	858,80	20611,20	20,61	1067,40	23,41

По данным таблиц 2.2 и 2.3 строятся ИКН в обратных осях: ось выработки горизонтальна и направлена справа налево, ось мощности вертикальна и направлена сверху вниз.

Берутся данные установленной мощности и выработки за год для Вилюйского каскада ГЭС (Nуст. = 680Мвт; Эгод .= 2100 млн. кВт·ч). Затем выработка за год делится на 365 и получается выработка за день.

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода приведены в Приложении А – Графики нагрузок (рисунок А.1, А.2).

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для максимальной нагрузки:
$P_{з}^{max} = 1779$ МВт
$P_{л}^{max} = 1117$ МВт

$$a = \frac{P_{з}^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{1779 + 1117}{2} = 1448 \quad (2.2)$$

$$b = \frac{P_{з}^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{1779 - 1117}{2} = 331 \quad (2.3)$$

Для средней нагрузки:
$P_{з}^{ср} = 1626$МВт
$P_{л}^{ср} = 1003$ МВт

$$a = \frac{P_{з}^{ср} + P_{л}^{ср}}{2} = \frac{1626 + 1003}{2} = 1315 \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_{з}^{ср} - P_{л}^{ср}}{2} = \frac{3161 - 2300}{2} = 311 \quad (2.5)$$

По формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^o \cdot t - 15^o)\,, \quad (2.6)$$

где t – номер месяца в году от 1 до 12, считается макс. и ср. нагрузка для каждого месяца(таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Данные для построения годовых графиков нагрузки

t, мес.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{макс, МВт}$	1768	1682	1534	1362	1214	1128	1128	1214	1362	1534	1682	1768
$P_{ср, МВт}$	1615	1535	1395	1234	1094	1014	1014	1094	1234	1395	1535	1615

Далее строятся годовые графики средней и максимальной нагрузки (рисунок 2.1).

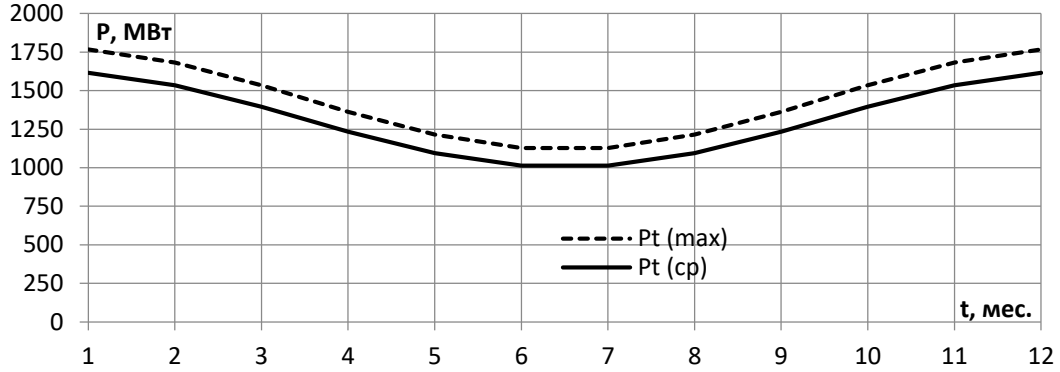


Рисунок 2.1 – Годовые графики нагрузок

2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Мощность бытовая (водотока):

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.7)$$

где k_N=9,81·0,98·0,9 = 8,65 - коэффициент мощности;
H – подведённый напор.

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.8)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$- отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ;
$Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{полез}})$ уровень нижнего бьефа;
Δh - потери напора в подводящем тракте (0,5 м).
Мощность в режиме работы по ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{вхк}}$-расход необходимый водопользователям и водопотребителям в нижнем бьефе.

В Таблице 2.5 приведен расчет сработки водохранилища без регулирования с учётом требований ВХК.

Далее строится режим работы проектируемой ГЭС на годовом графике средних нагрузок (рисунок 2.2): на получившемся графике распределяется разность мощностей $\sum(N_t^{\text{быт}} - N_t^{\text{ВХК}}) = 980$ (МВт)

Таблица 2.5 – Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований ВХК

Построение баланса энергии													Суммы
t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	-
Q быт(90%), $м^3/с$	25	26	27	42	57	2357	813	545	184	99	48	19	-
Q испар, $м^3/с$	0	0	0	1	2	4	5	3	1	0	0	0	-
Q льда, $м^3/с$	3	2	4	0	-2	-4	-4	-2	0	1	2	3	-
Q фильтр, $м^3/с$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-
Q шлюз, $м^3/с$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Сумм, $м^3/с$	5	4	6	3	2	2	3	3	3	3	4	5	-
Qполез, $м^3/с$	20	22	21	39	55	2355	810	542	181	96	44	14	4199
Ограничения по водохозяйственному комплексу (ВХК)													-
Qвхк, $м^3/с$	160	160	160	160	300	300	300	300	160	160	160	160	2480
Режим работы по водотоку													-
Zвб, м	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	-
Zнб, м	236,1	236,1	236,1	236,2	236,2	241,0	238,8	238,0	236,8	236,4	236,2	236,1	-
H, м	73,4	73,4	73,4	73,3	73,3	68,5	70,7	71,5	72,7	73,1	73,3	73,4	-
Nбыт, МВт	13	14	13	25	35	1395	496	335	114	61	28	9	2537
Режим работы по ВХК													-
Zвб, м	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310	-
Zнб, м	236,7	236,7	236,7	236,7	237,2	237,2	237,2	237,2	236,7	236,7	236,7	236,7	-
H, м	72,8	72,8	72,8	72,8	72,3	72,3	72,3	72,3	72,8	72,8	72,8	72,8	-
Nвхк, МВт	101	101	101	101	188	188	188	188	101	101	101	101	1557
Nбыт-Nвхк, МВт	-88	-87	-87	-76	-153	1207	308	147	13	-40	-73	-92	980
t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	-

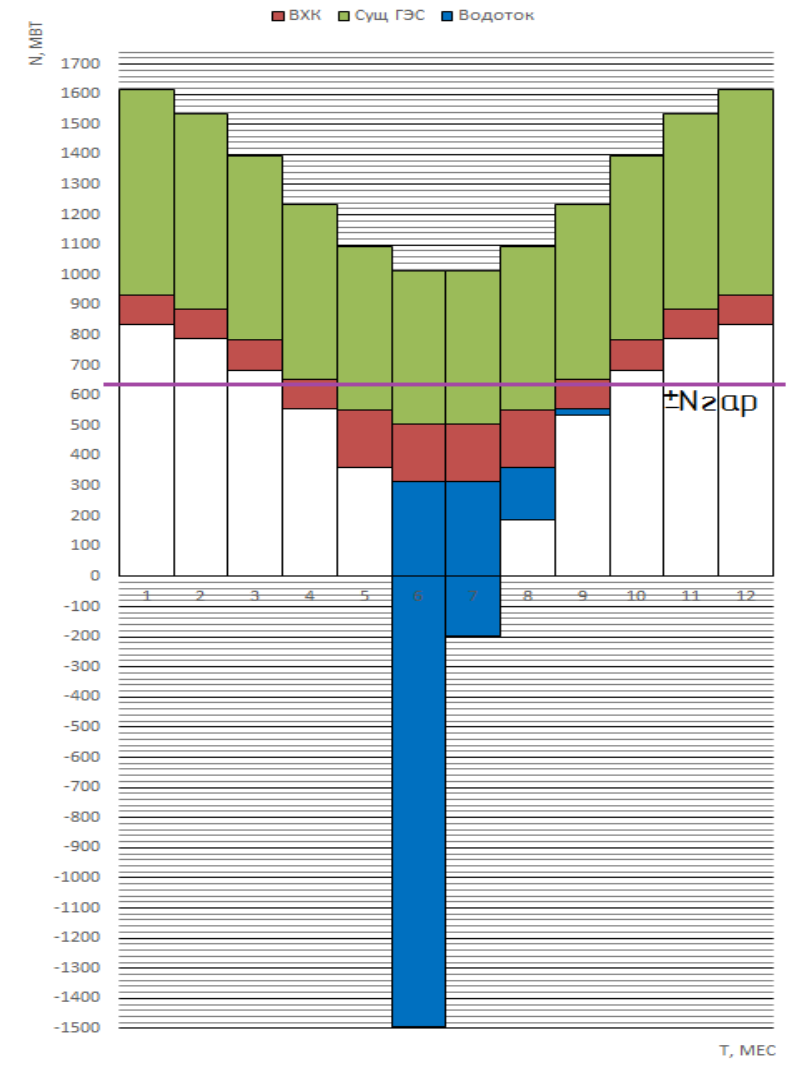


Рисунок 2.2– Баланс энергии

После построения баланса энергий для каждого месяца определяется гарантированная мощность Nгар. Получившиеся результаты сводятся в таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Результаты ВЭР

t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nгар, МВт	242	195	90	вхк	вхк	вхк	вхк	вхк	вхк	90	195	242

2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году.

Целью ВЭР по маловодному году (таблица 2.7) является определение гарантированной мощности ГЭС, отметки УМО и полезного объема водохранилища.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней ВБ в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования.

За начало сработки принимается 10 месяц, т.к. $Q_{ВХК}>Q_{быт}$.

Таблица 2.7 – Итерация сработки-наполнения водохранилища

t, мес	Qполез	Qфильтр	Qводохр	Qгэс	Q х. сбр.	Qвхк	Qнб	Vн, км^3	ΔV, км^3	Vк, км^3	Zн, м	Zк, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс(МВт)	Nгар(МВт)
10	96	2	163	259	0	160	261	10,89	0,42	10,47	310,0	309,3	309,64	237,1	72,57	163	163
11	44	2	395	439	0	160	441	10,47	1,02	9,44	309,3	307,2	308,25	237,7	70,54	268	268
12	14	2	525	539	0	160	541	9,44	1,36	8,08	307,2	303,8	305,53	238,0	67,50	315	315
1	20	2	554	574	0	160	576	8,08	1,44	6,65	303,8	299,4	301,63	238,1	63,49	315	315
2	22	2	504	526	0	160	528	6,65	1,31	5,34	299,4	294,5	296,94	238,0	58,95	268	268
3	21	2	319	340	0	160	342	5,34	0,83	4,51	294,5	290,8	292,62	237,4	55,25	163	163
4	39	2	119	158	0	160	160	4,51	0,31	4,21	290,8	289,2	289,99	236,7	53,31	73	вхк
5	55	2	243	298	0	300	300	4,21	0,63	3,58	289,2	285,7	287,46	237,2	50,24	130	вхк
6	2355	2	-2057	298	0	300	300	3,58	-5,33	8,91	285,7	306,0	295,83	237,2	58,61	151	вхк
7	810	2	-512	298	0	300	300	8,91	-1,33	10,23	306,0	308,8	307,41	237,2	70,19	181	вхк
8	542	2	-244	298	0	300	300	10,23	-0,63	10,87	308,8	310,0	309,41	237,2	72,19	186	вхк
9	181	2	-23	158	0	160	160	10,87	-0,02	10,89	310,0	310,0	309,98	236,7	73,30	100	вхк

Отметка УМО = 285,7 м

Полезный объем водохранилища 7,31 км^3

По отметкам ВБ строится график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3)

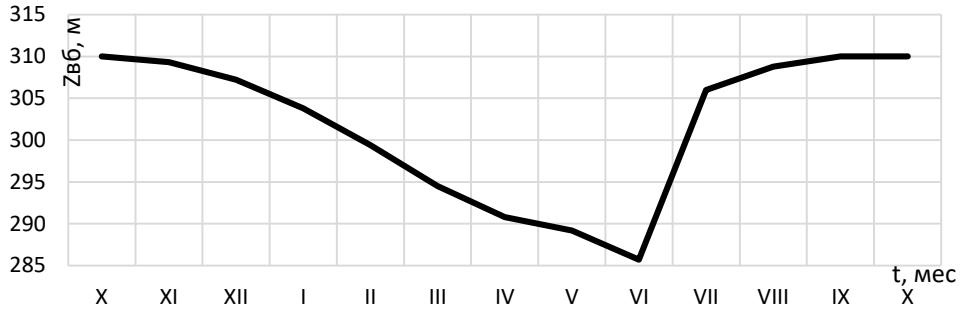


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.5 Определение установленной мощности ГЭС

На графике ИКН зимних месяцев откладываются катеты гарантированной выработки и установленной мощности, существующей ГЭС (рисунок 2.4).

Для проектируемой ГЭС катет выработки находится: $Э_{пр} = N_{гар} \cdot 24$

Пересечение ИКН и катета мощности образует рабочую мощность ГЭС.

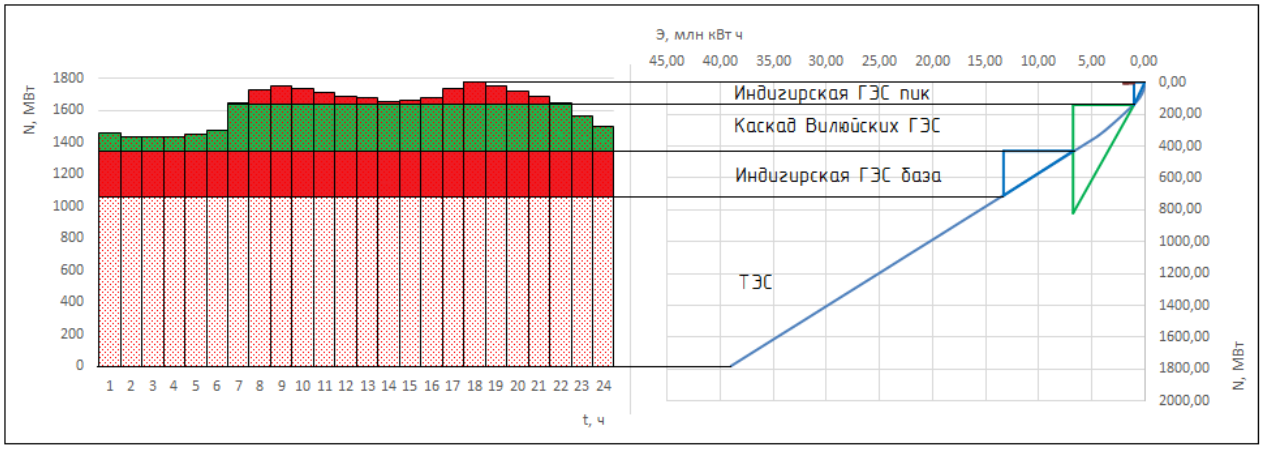


Рисунок 2.4 – ИКН и суточный график нагрузки для 12 и 1 месяца

$$N_{раб}^{пр} = N_{пик}^{пр} + N_{база}^{пр} = 140 + 280 = 420 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

$$N_{уст}^{пр} = N_{раб} + N_{рез} \quad (2.11)$$

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{ав} + N_{нагр} \quad (2.12)$$

Так как $F_{рем}^{ГЭС} < F_{провала}$, то Nрем = 0

Аварийный резерв размещается на тепловых станциях:

$N_{ав}$→ТЭС

На проектируемой гидроэлектростанции размещается нагрузочный резерв, поскольку он не требует дополнительно энергоносителя.

Максимальная нагрузка энергосистемы: N_{max} = 1768 МВт

Определяется нагрузочный резерв проектируемой ГЭС. Для этого распределяется 3% от Nmax пропорционально рабочим мощностям существующей и проектируемой станций.

Nнагр = 0,03·1768=53 МВт

$N_{раб}^{сущ} = 290$ Мвт

$N_{раб}^{пр} = 420$ Мвт

$$N_{нагр}^{пр} = \frac{N_{раб}^{пр}}{N_{раб}^{пр} + N_{раб}^{сущ}} \cdot N_{нагр} = 31 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

$$N_{уст}^{пр} = N_{раб}^{пр} + N_{нагр}^{пр} = 420 + 31 = 451 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

2.6 Баланс мощностей

Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок (рисунок 2.5) и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы.

Nавар принимаем равной 8% от Nраб

Nнагр принимаем равной 2% от Nраб

$$F_{рем}^{ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{ГЭС}^{уст}}{6} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.15)$$

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.16)$$

Результаты расчётов, необходимые для построения баланса мощностей сводятся в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса мощностей

	Существующая ГЭС				Проект ГЭС				ТЭС			
мес	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем ,МВт	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем, МВт	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем, МВт
1	290	0	6	0	420	0	8	0	1058	85	21	0
2	280	0	6	0	335	0	7	0	1057	85	21	0
3	270	0	6	0	187	0	4	0	1057	85	21	0
4	270	0	6	0	128	0	3	0	944	76	19	0
5	265	0	6	0	165	0	3	75	759	61	15	0
6	260	0	6	0	205	0	4	0	633	51	13	169
7	260	0	6	0	245	0	5	0	593	47	12	169
8	265	0	6	48	255	0	5	0	669	54	13	0

Окончание таблицы 2.8

	Существующая ГЭС				Проект ГЭС				ТЭС			
мес	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем, МВт	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем, МВт	Nраб, МВт	Nар, МВт	Nнр, МВт	Nрем, МВт
9	270	0	6	0	128	0	3	0	944	76	19	0
10	270	0	6	0	187	0	4	0	1057	85	21	0
11	280	0	6	0	335	0	7	0	1057	85	21	0
12	290	0	6	0	420	0	8	0	1058	85	21	0

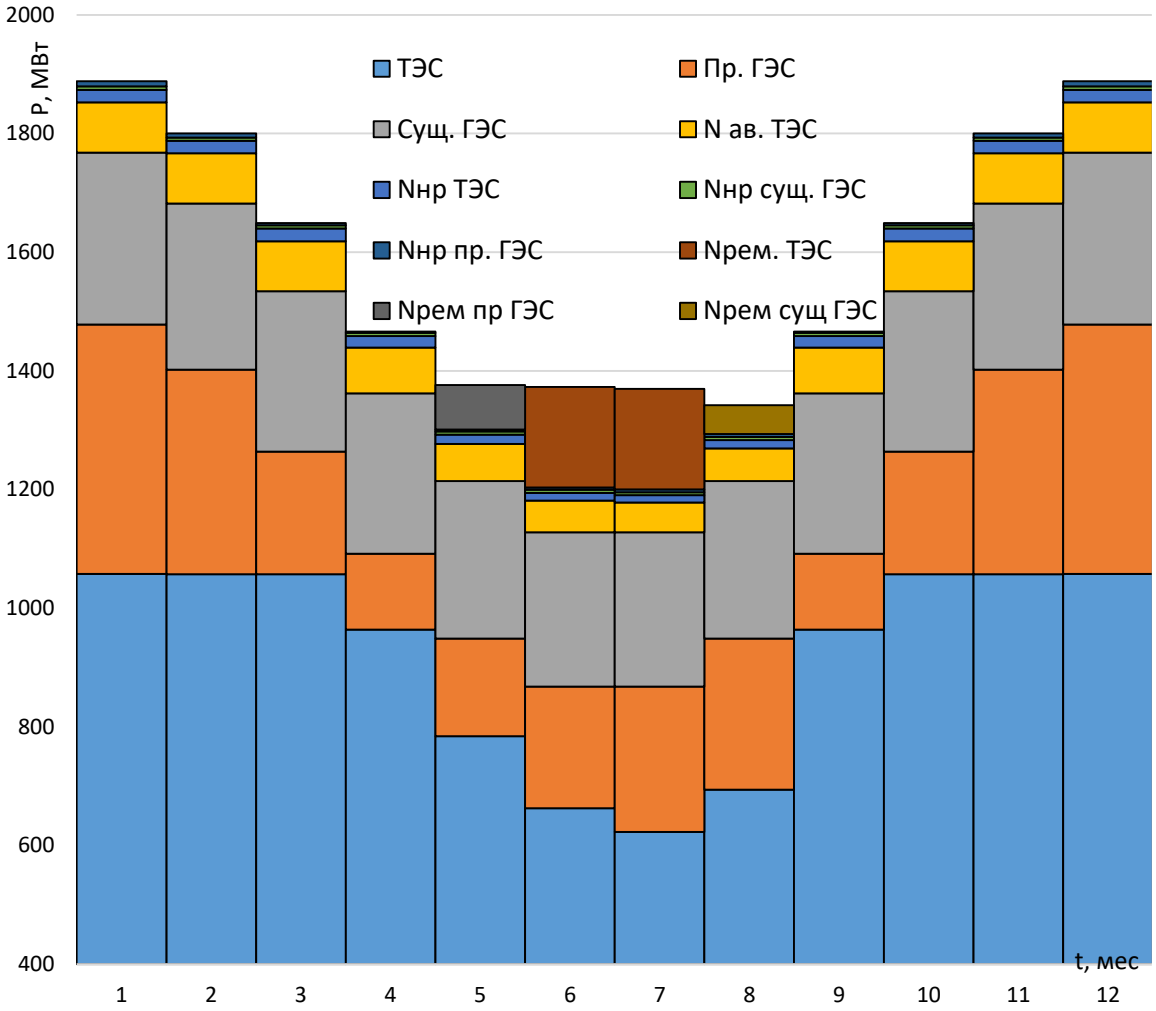


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по средневодному году.

Целью ВЭР по средневодному году является определение среднемноголетней выработки.

При сработке-наполнении водохранилища необходимо соблюдать такое же условие, как и в сработке-наполнении по маловодному году.

Также должно выполняться условие: $N_{ГЭС} \leq N_{уст}$

Сработку-наполнение водохранилища производится двумя методами:

1. По отметкам маловодного года (таблица 2.9).
2. Сначала по мощностям маловодного года, затем по тем мощностям, при которых отметки ВБ близки к отметки НПУ (таблица 2.10).

Таблица 2.9 – Сработка по отметкам маловодного года:

t, мес	Q,полез	Q ф.	Qвод охр	Qгэс	Q х. сбросы	Qвхк	Qнб	Vн, км^3	ΔV, км^3	Vк, км^3	Zн, м	Zк, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	мес	Э, млн кВт ч
10	105	2	163	268	0	160	270	10,89	0,42	10,47	310,0	309,3	309,64	237,1	72,53	168	163	10	121
11	54	2	395	449	0	160	451	10,47	1,02	9,44	309,3	307,2	308,25	237,7	70,51	274	268	11	197
12	37	2	525	562	0	160	564	9,44	1,36	8,08	307,2	303,8	305,53	238,1	67,43	328	315	12	236
1	27	2	554	581	0	160	583	8,08	1,44	6,65	303,8	299,4	301,63	238,2	63,47	319	315	1	230
2	27	2	504	531	0	160	533	6,65	1,31	5,34	299,4	294,5	296,94	238,0	58,94	271	268	2	195
3	47	2	319	366	0	160	368	5,34	0,83	4,51	294,5	290,8	292,62	237,5	55,16	175	163	3	126
4	65	2	119	184	0	160	186	4,51	0,31	4,21	290,8	289,2	289,99	236,8	53,21	85	вхк	4	61
5	75	2	243	318	0	300	320	4,21	0,63	3,58	289,2	285,7	287,46	237,3	50,16	138	вхк	5	99
6	3191	2	-2284	907	0	300	909	3,58	-5,92	9,50	285,7	307,3	296,51	239,0	57,49	451	вхк	6	325
7	913	2	-310	603	0	300	605	9,50	-0,80	10,30	307,3	309,0	308,15	238,2	69,93	365	вхк	7	263
8	626	2	-220	406	0	300	408	10,30	-0,57	10,87	309,0	310,0	309,47	237,6	71,87	252	вхк	8	182
9	201	2	-100	101	0	160	103	10,87	-0,02	10,89	310,0	310,0	309,99	236,4	73,54	64	вхк	9	46
														Среднемноголетняя выработка (млн кВт ч)					2081

Таблица 2.10 – Второй способ сработки-наполнения водохранилища:

t, мес	Q,полез	Q ф.	Qвод охр	Qгэс	Q х. сбросы	Qвхк	Qнб	Vн, км^3	ΔV, км^3	Vк, км^3	Zн, м	Zк, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	мес	Э, млн кВт ч
10	105	2	163	268	0	160	270	10,89	0,42	10,47	310,0	309,3	309,64	237,1	72,53	168	163	105	2
11	54	2	200	254	0	160	256	10,47	0,52	9,95	309,3	308,3	308,79	237,1	71,73	158	268	54	2
12	37	2	400	437	0	160	439	9,95	1,04	8,91	308,3	306,0	307,14	237,7	69,43	263	315	37	2
1	27	2	450	477	0	160	479	8,91	1,17	7,75	306,0	302,9	304,44	237,8	66,61	275	315	27	2
2	27	2	500	527	0	160	529	7,75	1,30	6,45	302,9	298,7	300,81	238,0	62,81	286	268	27	2
3	47	2	450	497	0	160	499	6,45	1,17	5,28	298,7	294,2	296,48	237,9	58,58	252	163	47	2
4	65	2	400	465	0	160	467	5,28	1,04	4,25	294,2	289,4	291,83	237,8	54,04	217	вхк	65	2
5	75	2	260	335	0	300	337	4,25	0,67	3,57	289,4	285,7	287,56	237,4	50,20	146	вхк	75	2
6	3191	2	-2284	907	0	300	909	3,57	-5,92	9,49	285,7	307,3	296,50	239,0	57,48	451	вхк	3191	2
7	913	2	-310	603	0	300	605	9,49	-0,80	10,30	307,3	309,0	308,15	238,2	69,92	365	вхк	913	2
8	626	2	-220	406	0	300	408	10,30	-0,57	10,87	309,0	310,0	309,47	237,6	71,87	252	вхк	626	2
9	201	2	-100	101	0	160	103	10,87	-0,02	10,89	310,0	310,0	309,98	236,4	73,54	64	вхк	201	2
														Среднемноголетняя выработка (млн. кВт ч)					2086

По данным двух таблиц принимается наибольшая из двух среднемноголетних выработок: $Э_{срмн}$ = 2086 млн. кВт·ч.

Отметки ВБ при сработке-наполнении водохранилища при 50% и 90% обеспеченностях сводятся в один график (рисунок 2.6).

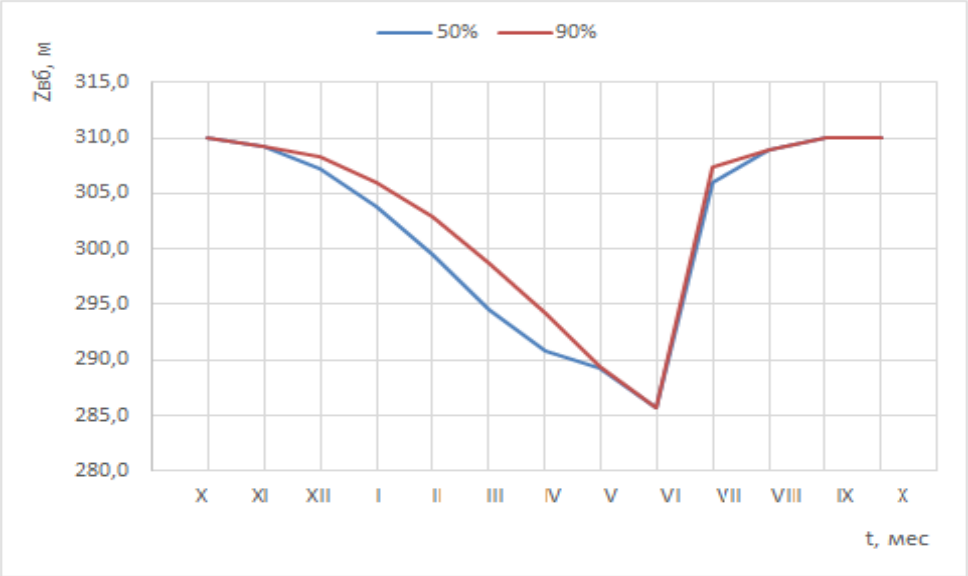


Рисунок 2.6 – Сработка-наполнение водохранилища

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору (рисунок 3.1). Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}\left(V_{\text{сраб}}\right) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h_{\text{пот}} \quad (3.1)$$

где $z_{\text{вб}}\left(V_{\text{сраб}}\right)$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО;

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

$\Delta h_{\text{пот}}$ – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды (Q санитарный попуск), который равен 160 м^3/с

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{\text{уст}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H_{\text{ГЭС}} \quad (3.2)$$

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая строится по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{гэс}}^{max}\sqrt{H_{\text{ГЭС}}}\,/\sqrt{H_{\text{расч}}} \quad (3.3)$$

После всех произведенных вычислений составляется Таблица 3.1, удобная для построения режимного поля.

Таблица 3.1– Данные для построения режимного поля

Кривые связи		Напорные характеристики			Ограничение по расчетной установленной мощности		Ограничение по пропускной способности	
Qнб, м^3/с	Zнб, м	$H^{НПУ}$	$H^{УМО}$	$H^{zвб1}$	Н, м	Q, м^3/с	Н, м	Q, м^3/с
0	236,0	73,5	49,2	65,1	80	652	70	889,4
250	237,0	72,5	48,2	64,1	70	745	65	857,0
500	237,9	71,6	47,3	63,2	60	869	60	823,4
750	238,6	70,9	46,6	62,5	50	1042	55	788,3
1000	239,2	70,3	46,0	61,9	40	1303	50	751,6
-	-	-	-	-	-	-	45	713,1
-	-	-	-	-	-	-	40	672,3

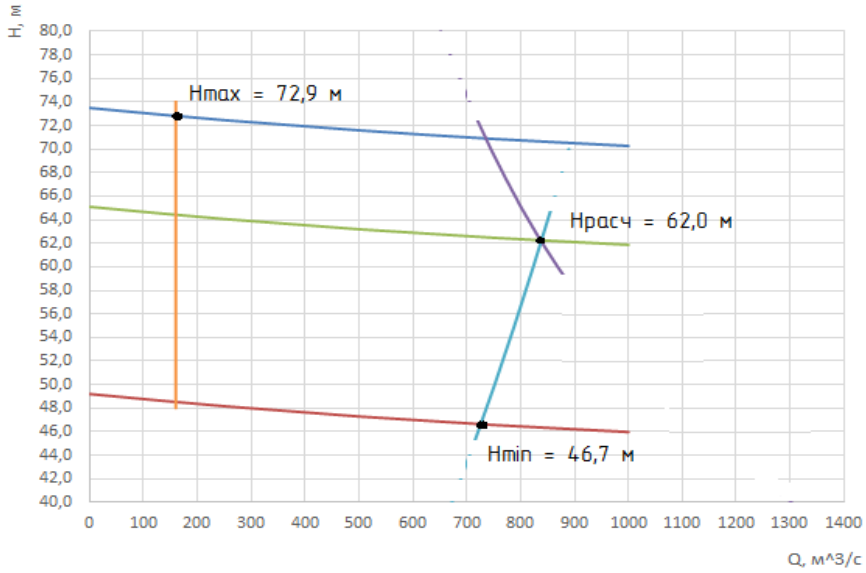


Рисунок 3.1 – Режимное поле

При построении режимного поля определяются следующие величины:

$Q_{max} = 837$ м^3/с

$H_{\text{расч}} = 62{,}0$ м

$H_{max} = 72{,}9$ м

$H_{min} = 46{,}7$ м

$Q_{min} = 160$ м^3/с

$$\frac{H_{min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{46{,}7}{75} = 0{,}62$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса D_1 и частоту вращения n таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора, при наибольшей высоте отсасывания и при возможности больших значений КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности

Исходными данными при выборе турбины являются:

- установленная мощность ГЭС $N_{уст}$=451000 кВт;
- расчетный по мощности напор $H_р$=62 м;
- максимальный напор H_{max}=72,9 м;
- минимальный напор H_{min}=46,7 м;

Выбор системы и типа гидротурбины производится по максимальному напору. При данном максимальном напоре H_{max}=72,9 м. подходят следующие типы:

- РО75-В
- ПЛД90-В45°

Составим таблицу (3.2) параметров моделей данных гидротурбин:

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей гидротурбин

Тип	РО75-В	ПЛД90-В45°
$H_{пред}$, м	75	90
H_{min}/H_{max}	0,6	0,5
$n_{I\,opt}^{'}$, об/мин	83	85
$Q_{I\,opt}^{'}$, л/с	1010	820
$\eta_{м\,opt}$	0,918	0,921
$Q_{I\,max}$, л/с	1170	1270
$\sigma\,(Q_{I\,max}^{'})$	0,18	0,42
$D_{1мод}$, м	0,46	0,46
$H_{мод}$, м	4	4
$t_{мод}$, ^{0}C	7	18

Задаёмся рядом стандартных диаметров рабочего колеса (D_1, м).

Для каждого значения диаметра рассчитываются следующие параметры:

1) Максимальное значение КПД натурной гидротурбины

$$\eta_{н\,opt} = 1 - \left(1 - \eta_{м\,opt}\right) \cdot \left(0{,}25 + 0{,}75\left(\frac{Re_м}{Re_н}\right)^{0.2}\right), \tag{3.4}$$

$$\text{причём:}\quad \left(\frac{Re_м}{Re_н}\right)^{0.2} = (v_м v_н)^{0.2} \cdot (D_{1м} D_{1н})^{0.2} \cdot \left(H_м H_р\right)^{0.1} \tag{3.5}$$

где v −коэффициент кинематической вязкости воды, зависящий от её температуры.

2) Мощность агрегата

$$N_{агр} = 9{,}81 Q_{р.т.} D_1^2 H_p H_p^{0,5} \eta_т \eta_г \tag{3.6}$$

3) Количество агрегатов

$$Z_{агр} = \frac{N_{уст}}{N_{агр}} \tag{3.7}$$

4) Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_н}{\eta_м} \tag{3.8}$$

5) Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{I\,opt}\left(\Delta_1 H_р\right)^{0.5}}{D_1} \tag{3.9}$$

Полученную частоту вращения турбины необходимо округлить до синхронной стандартной.

6) Приведенные максимальные, минимальные и расчетные частоты вращения

$$n'_{I\,max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{min})^{0.5}} \tag{3.10}$$

$$n'_{I\,\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{р}})^{0.5}} \tag{3.11}$$

$$n'_{I\,min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0.5}} \tag{3.12}$$

7) Высота отсасывания.

$$H_s = 10{,}33 - \frac{\nabla_{\text{НБ р}}}{900} - \sigma H_{\text{р}} - 1{,}5 - \Delta Z_{\text{х.пл}} \tag{3.13}$$

Все расчеты сведем в таблицу (3.3). Заранее откинем варианты с $Z_{агр}$ более 8 шт. и высотами отсасывания менее -8 м.

Таблица 3.3 – Параметры ГА для ряда стандартных значений диаметра РК

	РО75-В				ПЛД90-В45°			
D_1, м	3,55	4	4,5	5	3,55	4,00	4,50	5,00
КПД $_т$	0,93194	0,931	0,93385	0,93468	0,93828	0,93919	0,94006	0,94083
N' $_{агр}$, кВт	63835	80962	102782	127003	69762	88655	112309	138766
Za', шт	7,1	5,6	4,4	3,55109	6,5	5,1	4,0	3,3
Za, шт	8	6	5	4	8	6	4	4
N агр, кВт	56375	75167	90200	112750	56375	75167	112750	112750
Δ_1	1,044	1,041	1,046	1,047	1,034	1,035	1,036	1,037
$n_{c}'_1$, об/мин	188,07	166,70	148,52	133,72	191,8	170,3	151,4	136,3
n_{c1}, об/мин	200	166,7	150	136,4	200	187,5	166,7	136,4
$n'_{I\,max}$, об/мин	101,7	95,6	96,59	97,55	102,1	107,9	107,8	98,0
$n'_{I\,\text{расч}}$, об/мин	88,3	83.0	83,83	84,7	88,7	93,6	93,6	85,0
$n'_{I\,min}$, об/мин	81,4	76,5	77,308	78,1	81,8	86,3	86,3	78,4
Q кпд $_{расч}$	0,934	0,981	0,930	0,942	0,934	0,981	1,163	0,942
Q кпд $_{max}$	0,733	0,769	0,729	0,739	0,733	0,769	0,912	0,739
σ	0,14	0,152	0,145	0,145	0,13	0,15	0,225	0,25
Hs(Hp), м	1,5	0,8	1,3	1,4	2,2	0,9	-3,9	-5,4
Hs(Hmin), м	3,8	3,2	3,7	3,7	4,3	3,3	-0,3	-1,4
Hs(Hmax), м	-0,1	-0,9	-0,3	-0,2	0,7	-0,8	-6,4	-8,3

Сопоставим различные турбины и выберем оптимальный вариант. При сравнении турбин учитываем диаметр рабочего колеса, высоту отсасывания, значение КПД, Расположение рабочей зоны на УХ, наличие каталожного гидрогенератора при заданной синхронной частоте вращения гидротурбины, при этом активная мощность генератора не должна превышать мощность гидроагрегата более чем на 10%.

Полагаясь на каталог гидрогенераторов, имеются гидрогенераторы для турбины РО75-В-500 и ПЛД90-В60-355, ПЛД90-В60-400, ПЛД90-В60-450.

Однако турбины системы ПЛД имеют недопустимые зоны работы на ГУХ. Остаётся вариант РО75-В-500, с допустимой зоной работой на ГУХ (рисунок 3.2) с допустимой высотой отсасывания и КПД = 93,5%. Также при диаметре рабочего колеса до 6,3 м. его доставка к месту строительства станции может осуществляться с помощью Ж/Д-путей.

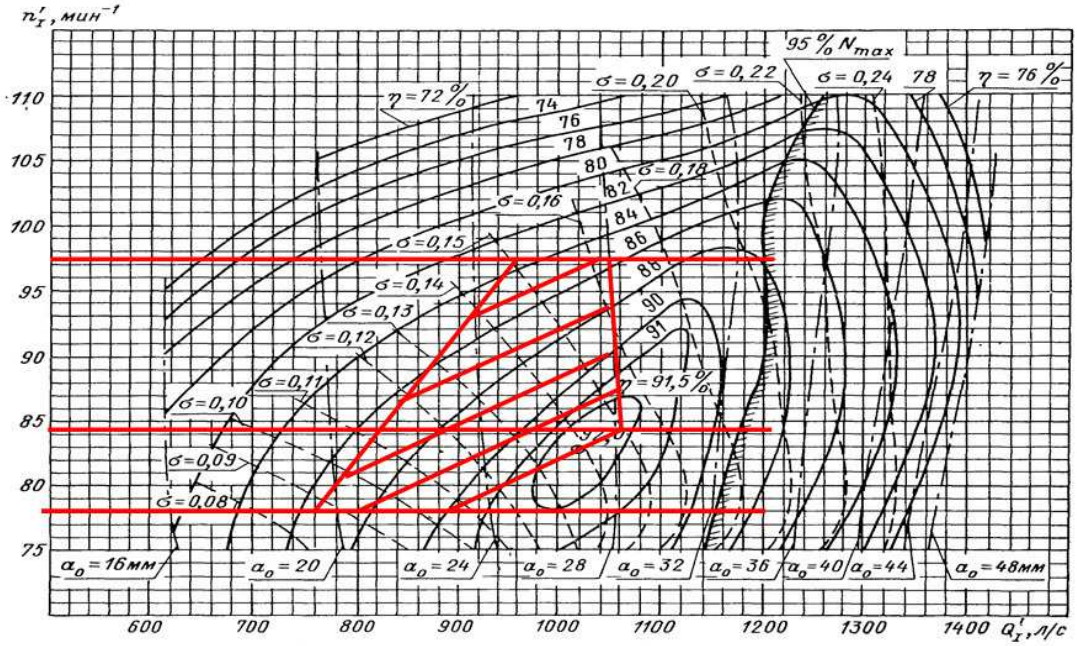


Рисунок 3.2 – Расположение рабочей зоны РО75-В-500 на УХ

3.3 Расчёт и построение металлической спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости υr.

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. υur = const, где υu – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Исходными данными для расчета являются:

1. Угол охвата спиральной камеры – φсп – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ или по таблице для расчетного напора. Будем принимать из ГУХ φсп = 345о

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ rвх = 2,062· D1.

3. Диаметр расположения входных кромок статора: Dнар=7,65 м.

4. Диаметр расположения выходных кромок статора: Dвн = 6,6 м.

5. Высота статора: Вст = bo + 0.0020, где высота направляющего аппарата bo = 0,35·D1 м. по ГУХ.

6. Допустимые средние скорости воды во входном сечении – из Рис. 6.2: по расчетному напору определяем $V_{вх} = 7{,}5 \frac{м^3}{с}$.

Полный расход через турбину при расчётных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9{,}81 \cdot \eta \cdot H_р} = \frac{112750}{9{,}81 \cdot 0{,}935 \cdot 62{,}0} = 230 \frac{м^3}{с} \quad (3.14)$$

Расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 \cdot 345}{360} = \frac{230 \cdot 345}{360} = 220{,}42 \frac{м^3}{с} \quad (3.15)$$

Скоростной коэффициент:

$$k_C = \frac{v_{ср}}{\sqrt{H_р}} = \frac{7{,}5}{\sqrt{62}} = 0{,}95 \quad (3.16)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}} = \frac{220{,}42}{7{,}5} = 29{,}4 \text{ м}^2 \quad (3.17)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{29{,}4}{\pi}} = 3{,}06 \text{ м} \quad (3.18)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{вх} = R_4 + \left(p_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2\right)^{0.5} = 4{,}025 + \\ + \left(3{,}06^2 - \left(\frac{2{,}59}{2}\right)^2\right)^{0.5} = 6{,}80 \text{ м} \quad (3.19)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = a_{вх} + p_{вх} = 6{,}80 + 3{,}06 = 9{,}86 \text{ м} \quad (3.20)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c}\varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 6{,}8 - \sqrt{6{,}8^2 - 3{,}06^2} = 0{,}73 \quad (3.21)$$

$$\frac{1}{c} = \frac{\frac{1}{c}\varphi}{\left(\frac{\varphi}{360}\right)} = \frac{0{,}73}{\left(\frac{345}{360}\right)} = 0{,}76 \quad (3.22)$$

Далее все данные заносятся в таблицу 3.4:

Таблица 3.4 – Параметры круглого сечения СК

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4]-(H_1/2)^2$	$\sqrt{[5]}$	[6]+[3]	$[7]^2$	$[8]+(H_1/2)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4+[7]$	[10]+[11]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	м	м	$м^{-2}$	м	$м^2$	$м^2$	м	м	м
345	0,958	0,727	5,856	4,179	2,044	2,772	7,682	9,360	3,059	6,797	9,86
330	0,917	0,696	5,601	3,924	1,981	2,677	7,166	8,843	2,974	6,702	9,68
315	0,875	0,664	5,347	3,670	1,916	2,580	6,656	8,333	2,887	6,605	9,49
300	0,833	0,633	5,092	3,415	1,848	2,481	6,153	7,830	2,798	6,506	9,30
285	0,792	0,601	4,838	3,161	1,778	2,379	5,658	7,335	2,708	6,404	9,11
270	0,750	0,569	4,583	2,906	1,705	2,274	5,171	6,848	2,617	6,299	8,92
255	0,708	0,538	4,328	2,651	1,628	2,166	4,692	6,369	2,524	6,191	8,71
240	0,667	0,506	4,074	2,397	1,548	2,054	4,220	5,897	2,428	6,079	8,51
225	0,625	0,474	3,819	2,142	1,464	1,938	3,756	5,433	2,331	5,963	8,29
210	0,583	0,443	3,565	1,888	1,374	1,817	3,300	4,977	2,231	5,842	8,07
195	0,542	0,411	3,310	1,633	1,278	1,689	2,853	4,530	2,128	5,714	7,84
180	0,500	0,380	3,055	1,378	1,174	1,554	2,414	4,091	2,023	5,579	7,60
165	0,458	0,348	2,801	1,124	1,060	1,408	1,982	3,659	1,913	5,433	7,35

Т.к. для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты (φ = 0; R =3,3/2). Недостающий участок плавно продляем до 0° и получаем зависимость R=f(φ) (рисунок 3.3).

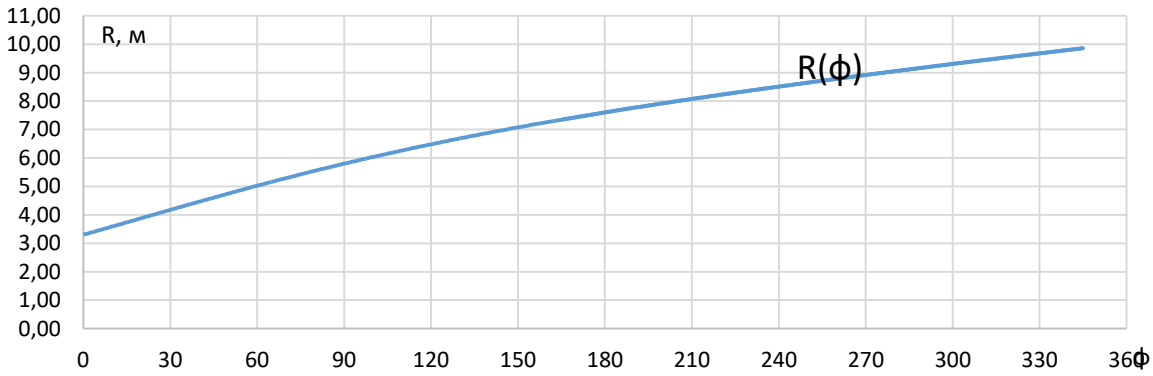


Рисунок 3.3 – Изменение наружного радиуса спиральной камеры R=f(φ).

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot sina_k} \tag{3.23}$$

Меньший радиус любого эллиптического сечения:

$$p_{2\,(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1(1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \tag{3.24}$$

Расчёты для эллиптического сечения сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры эллиптического сечения СК

φ^0	p_1, м	R, м	p_2, м
150	1,523	7	2,140
135		6,8	1,950
120		6,5	1,665
105		6,2	1,380
90		5,8	1,001
75		5,45	0,668
60		5	0,241
45		4,65	-0,091
30		4,2	-0,519
15		3,75	-0,946
0		3,3	-1,373

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{230}{2 \cdot \pi \cdot 0{,}76} = 48{,}17 \tag{3.25}$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$tg\ \delta = \frac{\frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot b_1}}{k} = \frac{\frac{230}{2 \cdot \pi \cdot 1{,}77}}{48{,}17} = 0{,}43 \tag{3.26}$$

$$\delta = arctg(0{,}43) = 23{,}3^O$$

На основе Таблиц 3.4 и 3.5 составляется Таблица 3.6 с необходимыми данными для построения металлической СК.

Таблица 3.6 – Данные для построения металлической СК

Для круглого сечения				
Номер сечения	ϕ^0	a, м	p, м	R, м
1	345	6,8	3,1	9,9
2	330	6,7	3,0	9,7
3	315	6,6	2,9	9,5
4	300	6,5	2,8	9,3
5	285	6,4	2,7	9,1
6	270	6,3	2,6	8,9

Окончание таблицы 3.6

Для круглого сечения				
Номер сечения	ф^0	a, м	p, м	R, м
7	255	6,2	2,5	8,7
8	240	6,1	2,4	8,5
9	225	6,0	2,3	8,3
10	210	5,8	2,2	8,1
11	195	5,7	2,1	7,8
12	180	5,6	2,0	7,6
13	165	5,4	1,9	7,3
Для эллиптического сечения				
Номер	ф^0	p1, м	R, м	p2, м
14	150	1,5	7,0	2,1
15	135		6,8	2,0
16	120		6,5	1,7
17	105		6,2	1,4
18	90		5,8	1,0
19	75		5,5	0,7
20	60		5,0	0,2
21	45		4,7	-0,1
22	30		4,2	-0,5
23	15		3,8	-0,9
24	0		3,3	-1,4

По рассчитанным данным строим:

1) Радиальное сечение круглой формы металлической спиральной камеры.

2) Эскиз блока поворотно-лопастной турбины РО75-В-500.

При определении ширины водовода из ГУХ получено значение 6,53 м. Следовательно нет необходимости устанавливать промежуточный бык.

$$B = 1{,}306 \cdot 5 = 6{,}53 \text{ м}$$

Отметка заглубления РК:

$$Z_{РК} = \nabla_{Нбmin} + H_{S(\text{при } H_{max})} = 236{,}68 + (-0{,}2) = 236{,}48 \text{ м} \quad (3.27)$$

3.4 Расчет вала на прочность

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_в^* \geq \left(5{,}1 * \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]}\right)^{0{,}33} \quad (3.28)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа.

$$M_{кр} = \frac{0{,}00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0{,}00974 \cdot 115000}{136{,}4} = 8{,}2 \text{ МПа} \quad (3.29)$$

$$D_в^* \geq \left(5{,}1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]}\right)^{0{,}33} = \left(5{,}1 \cdot \frac{8{,}2}{30}\right)^{0{,}33} = 1116 \text{ мм} \quad (3.30)$$

Из ряда стандартных значений принимаем $D_в = 1200$ мм

3.5 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0{,}8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1}\right), кН \quad (3.31)$$

Диаметр вала под подшипником $d_п$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_в$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_п \cdot h_п} \leq [p_{уд}], кПа \quad (3.32)$$

где $h_п$ принимается 500 мм., при $D_в = (1200 - 1600)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, кПа \quad (3.33)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_п}{30}, \frac{м}{сек} \quad (3.34)$$

Расчет:

$d_п = 1200 + 0{,}02 = 1220$ мм

$$R_{рад} = 0{,}8 \cdot \left(\frac{115000}{136{,}4 \cdot 5}\right) = 134{,}9 \text{ кН}$$

$$p_{уд} = \frac{134{,}9}{1{,}22 \cdot 0{,}5} = 221{,}15 \text{ кПа}$$

$$U = \pi \cdot 136{,}4 \cdot \frac{1{,}22}{30} = 17{,}43 \frac{м}{сек}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 17{,}43 = 505{,}47 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

Рассчитаем сегментный подшипник:

$h_п = 500$ мм

$Z_{сегм} = 10$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot cosa + 2\cos(2a)}, \text{кН} \quad (3.35)$$

$$a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} \quad (3.36)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{кПа} \quad (3.37)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0{,}85 - 0{,}90)\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{м} \quad (3.38)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U, \text{кПа} \quad (3.39)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^O}{10} = 36^O$$

$$R_1 = \frac{134{,}9}{1 + 2 \cdot cos36^O + 2\cos(72^O)} = 41{,}9, \text{кН}$$

$$l_{\text{сегм}} = 0{,}9 \cdot \pi \cdot \frac{1{,}22}{10} = 0{,}345 \text{ м}$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{134{,}9}{0{,}345 \cdot 0{,}5} = 782 \text{ кПа}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 17{,}43 = 871{,}5 \text{ кПа}$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипниках вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

3.6 Выбор гидрогенератора

Одним из условий выбора диаметра рабочего колеса, является наличие каталожного гидрогенератора.

Основываясь на синхронной частоте вращения и мощности гидроагрегата был выбран гидрогенератор зонтичного типа (таблица 3.7): СВ-970/140-44ХЛ

Таблица 3.7 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-970/140-44ХЛ

Sном, МВА	Рном, МВт	cosф	Uном, кВ	Iном, кА	nном, об/мин	nуг/nном	Система возбуждения	КПД, %
144,8	115	0,85	15,75	5,06	136,4	2,1	Тиристорная самовозбуждения	98

Габаритные размеры гидрогенератора:
Внешний диаметр магнитопровода статора: 970 см.
Высота ротора гидрогенератора: 140 см.
Примерный вес ротора гидрогенератора:

$$G_{\text{генер}} = 50 \cdot 9{,}7 \cdot 1{,}4 = 679 \text{ т}$$

$$G_{\text{рот}} = 0{,}55 \cdot 679 = 373 \text{ т}$$

3.7 Выбор кранов

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
3) Климатические условия данной местности

Исходя из массы ротора гидрогенератора полученной в пункте 3.6 и количества агрегатов менее 5, а также из-за низких температур в данном регионе выбираем 1 мостовой кран грузоподъемностью 400 тонн.

Козловые краны с верхнего и нижнего бъефов грузоподъёмностью 100 тонн.

3.8 Выбор МНУ

По номограмме для диаметра рабочего колеса 5 м. и максимального напора 72,9 м. выбираем МНУ 6,3/1-40-8-2

- маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 6,3 м^3, состоящим из одного сосуда на давление 4 Мпа, с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак вместимостью 8 м^3, с двумя насосами.

3.9 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как выбранная турбина относится к системе РО-турбин, то ЭГР выбираем с одним регулирующим органом.

ЭГР-2И1-100-11

Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах. Диаметр главного золотника 100 мм. Гидромеханическая колонка 11-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

-Надежность и безотказность в работе;

-Маневренность схемы;

-Простота и наглядность;

-Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок;
- укрупненный блок;
- объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т – 1Г» и «1Т – 2Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

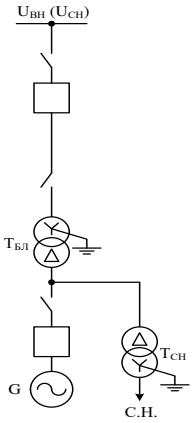


Рисунок 4.1 - Структурная схема простого блока

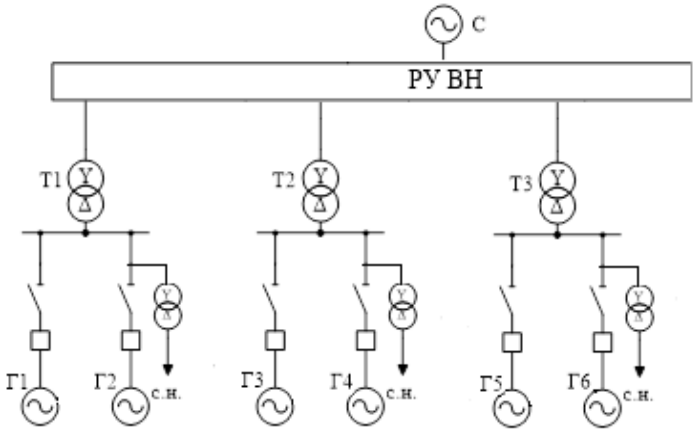


Рисунок 4.2 - Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор типа блоков ГЭС

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с одиночными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{115 - 1{,}46}{0{,}85} = 133{,}57 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 200000/220-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 200000/220

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$,%
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	15,75	10,85	580,5	83,9	0,088

Рассчитываются потери в параллельно работающих трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{т}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n_{\text{т}}} \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \quad (4.2)$$

где n – число параллельно работающих трансформаторов.

$$\Delta P_{\text{т}} = 4 \cdot 83{,}9 + \frac{1}{4} \cdot 580{,}5 \cdot \left(\frac{144800}{200000}\right)^2 = 411{,}7 \text{ кВт}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{т}} \cdot y_0 \cdot T_{max} \quad (4.3)$$

где y_0 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам, $y_0 = 5{,}47$ руб./кВт ч;

T_{max} – число часов максимальной загрузки трансформатора.

$$T_{max} = \frac{Э_{\text{ср.мног}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{2086000}{451} = 4625 \text{ ч} \quad (4.4)$$

$$И^1_{\text{пот}} = 411{,}7 \cdot 5{,}47 \cdot 4625 = 10415{,}5 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{2(115 - 1{,}46)}{0{,}85} = 267 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.5)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 400000/220-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$,%
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	15,75	10,51	820	245	0,03

Рассчитываются потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{т}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n_{\text{т}}} \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \quad (4.6)$$

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

$$\Delta P_{\text{т}} = 2 \cdot 245 + \frac{1}{2} \cdot 820 \cdot \left(\frac{289600}{400000}\right)^2 = 705 \text{ кВт}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{т}} \cdot y_0 \cdot T_{max} \quad (4.7)$$

где y_0 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам, $y_0 = 5{,}47$ руб./кВт ч;

T_{max} – число часов максимальной загрузки трансформатора.

$$T_{max} = \frac{Э_{\text{ср.мног}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{2086000}{451} = 4625 \text{ ч} \quad (4.8)$$

$$И^2_{\text{пот}} = 705 \cdot 5{,}47 \cdot 4625 = 17836 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{с.н.} = 4 \cdot 0{,}011 \cdot \frac{P_{Г\ ном}}{\cos\varphi_Г} = 4 \cdot 0{,}011 \cdot \frac{115}{0{,}85} = 5840\ кВ \cdot А \quad (4.9)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (4.10)$$

По каталогу АО «Группа СВЭЛ», выбираются четыре трансформатора ТСЛ-6000/15,75

4.2.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (4.12):

$$К1=КРУ+КТ+КТСН \quad (4.11)$$

где КРУ - расчетная стоимость выключателя.

$К_{РУ.}^{220} = 96\ 556{,}8$ тыс. руб.;

КТ - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупненного) блока.

$К_Т^{220} = 120\ 293{,}7$ тыс руб.; (ТДЦ-200000/220);

$К_Т^{220} = 325\ 280$тыс. руб.; (ТДЦ-400000/220);

КТСН - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд единичного (укрупненного) блока.

$К_{Т\ СН}^{220} = 1\ 000$ тыс . руб; (ТСЛ-6000/15,75);

Таким образом, для единичных блоков:

$$К_1^{220} = (9 \cdot 96556{,}8 + 4 \cdot 120293{,}7 + 4 \cdot 1000) = 1354186\ тыс. руб.$$

Для укрупненного блока:

$$К_2^{220} = (7 \cdot 96556{,}8 + 2 \cdot 325280 + 4 \cdot 1000) = 1330458\ тыс. руб.$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле (4.13):

$$З_i = Е_н \cdot К_i + И_i, \quad (4.12)$$

где $Е_н$ – нормальный коэффициент.

$$З_1 = 0{,}15 \cdot 1354186 + 10415{,}5 = 213543{,}4 \text{ тыс. руб./год}$$

$$З_2 = 0{,}15 \cdot 1330458 + 17836 = 217404{,}7 \text{ тыс. руб./год}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$Р = \frac{З_2 - З_1}{З_2} \cdot 100\% \quad (4.13)$$

$$Р = \frac{217404{,}7 - 213543{,}4}{217404{,}7} \cdot 100\% = 1{,}8\%$$

В результате расчётов схема с одиночными блоками оказалась дешевле на 1,8% схемы с укрупненными блоками. К тому же схема с одиночными блоками намного манёвреннее схемы с укрупнёнными блоками, поэтому выбор делается в пользу одиночного блока.

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_г \cdot \left(\frac{P_г - P_{сн}}{\cos\varphi_г}\right) \quad (4.14)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot \left(\frac{115 - 1{,}241}{0{,}85}\right) = 534{,}3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{доп} = \frac{P_{пред}}{\cos\varphi_c} = \frac{135}{0{,}85} = 158{,}8 \text{ МВ} \cdot \text{А}\,. \quad (4.15)$$

Число линий 220 кВ:

$$n_л = \frac{S_{\Sigma}}{S_{перед.} \cdot k} = \frac{534{,}3}{1{,}2 \cdot 158{,}8} + 1 = 2{,}8 \approx 3 \quad (4.16)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_л = 3 + 1 = 4$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_л \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{534{,}3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}350 \text{ кА}. \quad (4.17)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1{,}1 \cdot 1{,}05 \cdot 0{,}350 = 404 \text{ А}, \quad (4.18)$$

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

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

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 605$ А.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_л - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{534{,}3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 467 \text{ А}. \quad (4.19)$$

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

4.4 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований [1]:

- ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ –8:

- 4 ВЛ 220 кВ;
- 4 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин. В общем виде схема представлена на рисунке 4.3.

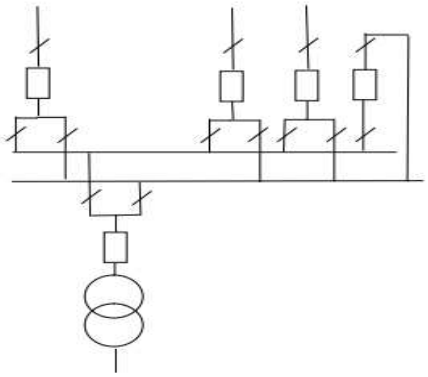


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

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

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета. На рисунке 4.7 представлена схема для расчёта. На рисунках 4.8, 4,9, 4,10 приведены результаты расчётов. А в таблице 4,3 обобщены результаты расчётов токов КЗ.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	☐			зак	1	Система		220
2	☐			у	2	2		220
3	☐			у	3	3		220
4	☐			у	4	4		220
5	☐			у	5	5		220
6	☐			у	6	1СШ		220
7	☐			у	7	2СШ		220
8	☐			у	8	8		220
9	☐			у	9	9		220
10	☐			у	10	10		220
11	☐			у	11	11		220
12	☐			у	12	12		16
13	☐			у	13	13		16
14	☐			у	14	14		16
15	☐			у	15	15		16
16	☐			зак	16	ГА1		16
17	☐			зак	17	ГА2		16
18	☐			зак	18	ГА3		16
19	☐			зак	19	ГА4		16

Рисунок 4.4 - Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
1			ЛЭП		ЛЭП	1	2		Система - 2	18,40	66,12				
2			ЛЭП		ЛЭП	1	3		Система - 3	18,40	66,12				
3			ЛЭП		ЛЭП	1	4		Система - 4	18,40	66,12				
4			ЛЭП		ЛЭП	1	5		Система - 5	18,40	66,12				
5			Выкл		Выкл	2	7		2 - 2СШ						
6			Выкл		Выкл	3	6		3 - 1СШ						
7			Выкл		Выкл	4	7		4 - 2СШ						
8			Выкл		Выкл	5	6		5 - 1СШ						
9			Выкл		Выкл	6	7		1СШ - 2СШ						
10			Выкл		Выкл	6	8		1СШ - 8						
11			Выкл		Выкл	7	9		2СШ - 9						
12			Выкл		Выкл	6	10		1СШ - 10						
13			Выкл		Выкл	7	11		2СШ - 11						
14			Тр-р		Тр-р	8	12		8 - 12		31,77				0,065
15			Тр-р		Тр-р	9	13		9 - 13		31,77				0,065
16			Тр-р		Тр-р	10	14		10 - 14		31,77				0,065
17			Тр-р		Тр-р	11	15		11 - 15		31,77				0,065
18			Выкл		Выкл	12	16		12 - ГА1						
19			Выкл		Выкл	13	17		13 - ГА2						
20			Выкл		Выкл	14	18		14 - ГА3						
21			Выкл		Выкл	15	19		15 - ГА4						

Рисунок 4.5 - Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Система	1		323,000		323,000		323,000	230,000
2			2	ГА1	16		0,257		0,257		0,257	17,800
3			3	ГА2	17		0,257		0,257		0,257	17,800
4			4	ГА3	18		0,257		0,257		0,257	17,800
5			5	ГА4	19		0,257		0,257		0,257	17,800

Рисунок 4.6 - Исходные данные по генераторам

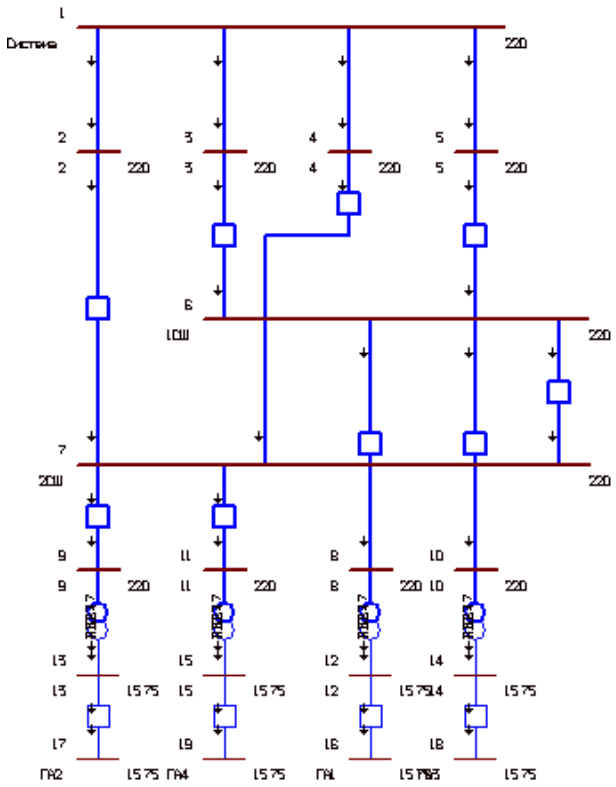


Рисунок 4.7 - Расчётная схема

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	3ф	6			7,2210

Рисунок 4.8 - Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на сборных шинах

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	6	3,2061	-89,41	3,2061	-89,41	3,2061	-89,41

Рисунок 4.9 - Результаты расчета токов однофазного КЗ на сборных шинах

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2
1		1	1	3ф	19	79,8566	-89,99	0,0000

Рисунок 4.10 - Результаты расчета токов трехфазного КЗ на генераторном напряжении

Таблица 4.3 - Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	*ПП*	$I_{к.з.}$, кА
1ф	6	9,63
3ф	6	7,22
3ф	19	79,86

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г,раб\ max} = 1{,}05 \cdot I_{г,ном} \quad (4.20)$$

$$I_{г,раб\ max} = 1{,}05 \cdot 5060 = 5313\ А;$$

2. Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{144{,}8}{\sqrt{3} \cdot 242} = 345\ А; \quad (4.21)$$

4.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость, динамическую стойкость и на процентное содержание апериодической составляющей в элегазовых выключателях. Расчетное значение сравнивается с параметром данным в каталоге. В таблице 4.6-4.10 представлены приборы для установки в цепях высшего напряжения.

Ток рабочий в РУ:

$$I_{раб}^{РУ} = \frac{N_{уст}}{\sqrt{3} U_{ру} cos\varphi} = \frac{451}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0{,}85} = 1{,}4\ кА \quad (4.22)$$

Полагаясь на рабочий ток РУ выбирается комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ) серии ЯГГ-220 (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Параметры ЯГГ-220

Каталожные данные
Выключатель ЯГГ-220
$U_{ном}$ =220кВ
$I_{ном}$ =3150 А
$I_{ном.откл}$ =50 кА
$I_{дин}$ = 125 кА
$I_{терм} = 50$ кА

Ток ударный:

$$i_{у} = \sqrt{2} I_{п0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = \sqrt{2} \cdot 7,22 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = 18,4 \text{ кА} \quad (4.23)$$

Импульс термического тока:

$$B_{т,ном} = I_{т}^2 \cdot t_{т} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.24)$$

$$B_{т,расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{РЗ}) = 7,22^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.25)$$

Выбранное КРУЭ серии ЯГГ-220 соответствует всем необходимым параметрам. КРУЭ серии ЯГГ-220 комплектуется встроенными индуктивными трансформатором тока и трансформатором напряжения.

4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения

Выбран генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20 производства «Электроаппарат». Комплектуется выключателем ВГГ-20-90/8000 (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Параметры выключателя генераторного напряжения

Каталожные данные
Выключатель КАГ-20
$U_{ном}$ =20 кВ
$I_{ном}$ =8000 А
$I_{ном.откл}$ =90 кА
$i_{дин\ стойк}$ = 230 кА
$I_{терм} = 90$ кА$^2 \cdot$ с
$\beta_{н}, \% = 90$

Ток ударный по (4.24):

$$i_{у} = \sqrt{2} I_{п0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = \sqrt{2} \cdot 79,86 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}}\right) = 204 \text{ кА}$$

Импульс термического тока по (4.25) и (4.26):

$$B_{\text{т,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{т,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗ}}) = 79{,}86^2 \cdot (0{,}03 + 0{,}01) = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\beta_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}045}}\right)}{I_{\text{п0}}} \cdot 100\% = \\ = \frac{\sqrt{2} \cdot 80 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}045}}\right)}{80} \cdot 100\% = 78{,}7\% \quad (4.26)$$

Выбранный генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20 соответствует всем необходимым параметрам.

КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, ОПН, трансформаторами тока и напряжения.

5 Релейная защита и автоматика

При проектировании и эксплуатации любой электроэнергетической системы приходится считаться с возможностью возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы. Наиболее распространенными и в то же время наиболее опасными видами повреждений в них являются короткие замыкания (КЗ). Одним из основных видов ненормальных режимов работы являются перегрузки. В перегруженном элементе возникают токи, превосходящие длительно допустимые для него значения. Температура токоведущих и других частей может при этом недопустимо повышаться, сами они деформироваться, а их изоляция ускоренно изнашиваться или даже разрушаться.

Повреждения и ненормальные режимы работы могут приводить к возникновению в системе аварий, под которыми обычно понимаются вынужденные нарушения нормальной работы всей системы или ее части, сопровождающиеся определенным недоотпуском энергии потребителям, недопустимым ухудшением ее качества или разрушением основного оборудования. Предотвращение возникновения аварий или их развития при повреждениях в электрической части энергосистемы часто может быть обеспечено путем быстрого отключения поврежденного элемента.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, параметры силового трансформатора в таблице 5.2, а параметры трансформатора возбуждения в таблице 5.3.

Таблица 5.1– Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-970/140-44ХЛ
мощность номинальная	полная, МВА	144,8
	активная, МВт	115
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности (cosφ)		0,85
частота сети, Гц		50
номинальная частота вращения, об/мин		136,4
номинальный ток статора, А		5060
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1215
$I_{fном}/ I_{fx}$		1,9
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	0,96
	переходное x'_d	0,35
	сверхпереходное x''_d	0,21
емкость обмотки статора, мкФ/фаза		0,75

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-200000/220-УХЛ1
номинальная мощность, МВА	200
номинальное напряжение, кВ	220
напряжение короткого замыкания, %	10,85
группа соединений	Yн/Δ

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора возбуждения

Тип	ТСЗП-1000/15ВУЗ
выпрямленный ток, А	1400
выпрямленное напряжение, В	460
номинальная мощность сетевой обмотки, кВА	820
номинальное напряжение, кВ	15,75

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{нг}^{1} = \frac{P_{ном}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{115/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot 15{,}75} = 5060\ А \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{нг}^{2} = \frac{I_{нг}^{1}\cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{5060\cdot 1}{6000/5} = 4{,}22\ А \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{вн}^{1} = \frac{P_{ном}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{115/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot 220} = 355\ А \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{нн}^{2} = \frac{I_{вн}^{1}\cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{355\cdot 1}{400/5} = 4{,}44\ А \quad (5.4)$$

На высшем напряжении трансформатора возбуждения:

$$I_{вн\ те}^{1} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 15{,}75} = 36{,}66\ А \quad (5.5)$$

На низшем напряжении трансформатора возбуждения:

$$I_{нн\ те}^{2} = \frac{I_{вн\ те}^{1}}{K_{тт}} = \frac{36{,}66}{40/5} = 4{,}6\ А \quad (5.6)$$

На трансформаторе тока высшей стороны трансформатора возбуждения приведенное к переменному току:

$$I^{1}_{\text{нн те\_р}} = \frac{I_{\text{ном рот}} \cdot U_{\text{нн}} \cdot K_{\text{сх}}}{1{,}2255 \cdot U_{\text{вн}} \cdot K_{\text{тт вн}}} = \frac{1215 \cdot 0{,}4 \cdot 1}{1{,}2255 \cdot 15{,}75 \cdot 40/5} = 3{,}15 \text{ А} \qquad (5.7)$$

5.3 Перечень защит блока генератор-трансформатор

Выбираем по ПУЭ согласно мощности генератора.

На гидрогенераторе устанавливаются защиты от:

1) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
2) от замыканий на землю обмотки ротора генератора
3) продольная дифференциальная зашита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
4) внешних КЗ;
5) перегрузки генератора токами обратной последовательности
6) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
7) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения
8) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока
9) замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения
10) асинхронного режима с потерей возбуждения
11) от асинхронного режима без потери возбуждения генератора
12) от повышения напряжения
13) от длительной форсировки
14) устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
15) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора
16) от понижения частоты на холостом ходу генератора
17) оперативного резерва

На силовом трансформаторе устанавливаются защиты от:

1) дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
2) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
3) однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
4) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
5) понижения уровня масла в баке трансформатора;
6) Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
7) Резервная максимальная токовая защита;
8) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

9) Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.
-

Противоаварийная автоматика:

- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

5.4 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot 5060 = 253\ \text{А} \qquad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}}, \qquad (5.9)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.О}} = 0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$.

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина$K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{г}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1{,}07}{0{,}21} \cdot 5060 = 25755 \text{ А} \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (1.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}5 \cdot 25755 = 2575 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}, \quad (5.12)$$

$$K_{\text{Т}} > \frac{2575 \cdot 2}{25755},$$

где $K_{\text{Т}} > 0{,}2$

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

$I_{\text{Т}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

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

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

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

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_{\text{Т}}} = \frac{0{,}15}{0{,}3} = 0{,}5 \quad (5.14)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

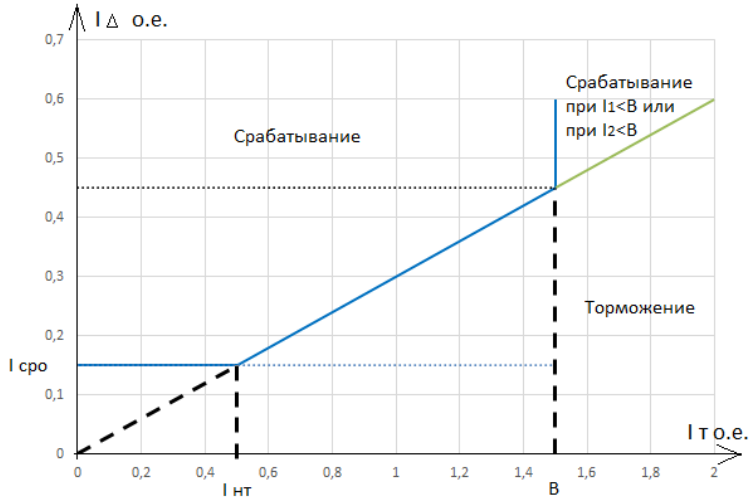


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

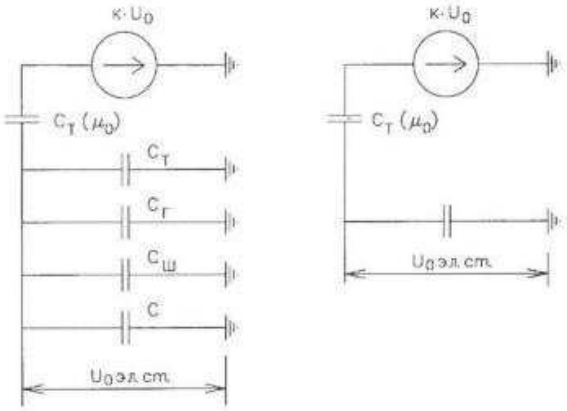


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
$C_Т$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
$C_Ш$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
Свг – емкость генераторного выключателя
Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_Т + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0{,}009 + 0{,}75 + 0{,}008 + 0{,}4 = \\ = 1{,}167\,\frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.15)$$

$$U_{0\,\text{эл.ст}} = К \cdot U_0 \cdot \frac{C_Т(\mu_0)}{C_Т(\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.16)$$

где К – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $К = 0{,}5$);

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}/\sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46{,}6\ \text{кВ}, \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1{,}73 \cdot U_Л \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1{,}73 \cdot 15750 \cdot 314 \cdot 1{,}167 = 10{,}0\ \text{А} \quad (5.18)$$

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

$$U_{0\,\text{эл.ст.}} = 0{,}5 \cdot 46600 \cdot \frac{0{,}009}{0{,}009 + 1{,}167} = 178{,}2\ \text{В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{\text{К}_\text{Н}}{\text{К}_\text{В}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\,\text{эл.ст}} \qquad (5.19)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1{,}5}{0{,}95} \cdot \frac{3 \cdot 178{,}2}{15750/100}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 5{,}36,$$

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

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

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

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G}с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с 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 останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$\text{Х} = \frac{1}{\text{К}_\text{Т} + 2} \qquad (5.20)$$

При$K_\text{Т} = 1{,}1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % 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.

5.6 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{СР2} = \frac{1{,}4 \cdot U_{Н}}{n_{ТН}} = \frac{1{,}4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{СР1} = \frac{1{,}2 \cdot U_{Н}}{n_{ТН}} = \frac{1{,}2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.22)$$

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

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

5.7 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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

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

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

где I_2– ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{Н}$– номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:$I_{*2СИГН} = 0{,}07;\ I_{2СИГН} = 0{,}07 \cdot I_{Н}$.

2) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{МАКС} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0{,}18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2ПУСК} = \frac{I_{*2}}{К_Н} = \frac{0{,}18}{1{,}2} = 0{,}15, \quad (5.26)$$

где $К_Н = 1{,}2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2ПУСК} = 0{,}15 \cdot I_Н \quad (5.27)$$

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

$$t_{ДОП} = \frac{20}{0{,}15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{СР} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.28)$$

$$A_{ИО} = 20 = {I_{*2}}^2 \cdot t_{СР}. \quad (5.29)$$

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Харктеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) представлена на рисунке 5.3.

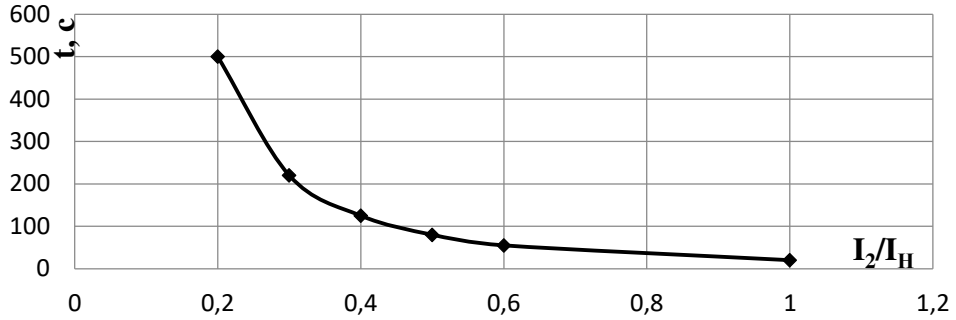


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 20 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» (Iохл) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл}$= 100с).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2ОТС}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2выше 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.

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

<u>По второму условию:</u>

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

$$I_{К_{ВН}}^{(2)} = \frac{1}{(2 \cdot x_d'' + 2 \cdot x_Т)} = \frac{1}{\left(2 \cdot 0{,}21 \cdot \left(\frac{220}{15{,}75}\right)^2 + 2 \cdot 0{,}078\right)} = \quad (5.30)$$

$$= 0{,}0123 \text{ о. е.},$$

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

$x_{\text{Т}}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{\text{Г}}^{\text{К}(2)} = 2 \cdot I_{\text{К}_{\text{ВН}}}^{(2)} \cdot k_{\text{тр}} = 2 \cdot 0{,}0123 \cdot \frac{220}{15{,}75} = 0{,}344 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{0{,}344}{1{,}2};\ I_{2\text{С.З.}} \leq 0{,}287 I_{\text{ном}} \quad (5.32)$$

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

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} \quad (5.33)$$

$$I_{2\text{МИН(ВН)}}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_{\text{Т}} + 2X_{\text{Л}}} = \\ = \frac{1}{2 \cdot 0{,}21 \cdot \left(\frac{220}{15{,}75}\right)^2 + 2 \cdot 0{,}078 + 2 \cdot 66{,}12 \cdot \frac{200}{220^2}} = 0{,}012 \quad (5.34)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = 2 I_{2(\text{ВН})}^{(2)} \cdot k_{\text{т}} = 2 \cdot 0{,}012 \cdot \frac{220}{15{,}75} = 0{,}335 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{0{,}335}{1{,}2};\ I_{2\text{С.З.}} \leq 0{,}28 I_{\text{ном}} \quad (5.36)$$

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

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

5.8 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 увелечении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{Н}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.37)$$

где $K_{\text{Н}} = 1{,}05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0{,}98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0{,}9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1{,}08 \cdot I_{\text{Н}}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.38)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

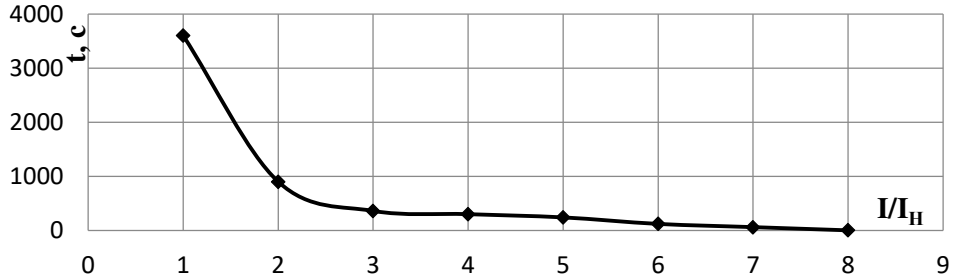


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0{,}98} = 1{,}224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.39)$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0{,}68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{Т}}} = \frac{0{,}68 \cdot 15750}{1{,}03 \cdot 15{,}75/0{,}1} = 66{,}02 \text{ В}. \quad (5.40)$$

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

5.9 Дистанционная защита генератора $(\boldsymbol{Z_1} <), (\boldsymbol{Z_2} <)$

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Индигирская ГЭС – Усть-Нера:

$$Z_1 \leq 0{,}8 \cdot Z_{\text{Т}} + \frac{0{,}8}{K_{\text{Т}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = 0{,}8 \cdot 31{,}77 + \frac{0{,}8}{4} \cdot 68{,}63 = 39{,}14 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где $K_{\text{Т}}$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_{\text{Т}}$ – сопротивление трасформатора, приведенное к нпаряжению стороны 220 кВ.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ о.е.}} \leq 0{,}8 \cdot 0{,}1085 \cdot \frac{144{,}8}{200} + \frac{0{,}8}{4} \cdot \frac{144{,}8}{242^2} \cdot 68{,}63 = 0{,}1$$

Z_1в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_б = 0{,}1 \cdot 1{,}7 = 0{,}166\ \text{Ом}, \quad (5.42)$$

где $Z_б = \frac{U_б^2}{S_{НГ}} = \frac{15{,}75^2}{144{,}8} = 1{,}7.$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_Т}{n_Н} = 0{,}166 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{15750}{100}} = 1{,}26\ \text{Ом}. \quad (5.43)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1{,}3$ Ом.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{15{,}75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5060} = 1{,}8\ \text{Ом}, \quad (5.44)$$

где $I_{НАГР}$ – номинальный ток статора, А.

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

$$I_Ф = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.Х.}} - 0{,}95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1215}{640} - 0{,}95}{0{,}96} = 2{,}965 \quad (5.45)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0{,}95 \cdot U_Н}{I_Ф} = \frac{0{,}95 \cdot 1}{2{,}5} = 0{,}29\ \text{о. е.}, \quad (5.46)$$

$$cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{cos\varphi_{\text{Н}}}{0{,}95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0{,}85}{0{,}95 \cdot 2{,}5} = 0{,}358 \quad (5.47)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 76{,}7^{\circ}$.
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C\,3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}358}{1{,}1} = 0{,}345 \text{ о. е.}, \quad (5.48)$$

$$Z_{C\,3II} = Z_{II\text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0{,}345 \cdot \frac{15{,}75^2}{144{,}8} = 0{,}59 \text{ Ом} \quad (5.49)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C\,3II} = \frac{Z_{\text{С.З.}II} \cdot n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0{,}72 \cdot 6000/5}{15750/100} = 4{,}51 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4{,}51$ Ом.

Величина смещения характеристики срабатыванияпо оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0{,}02$ Ом, $Z_{\text{СМ2}} = 0{,}07$ Ом.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени8 с на отключени ШСВ, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

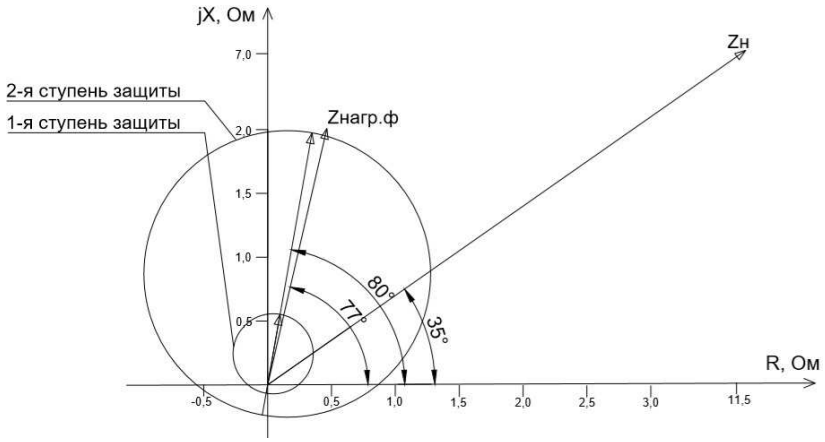


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.10 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:

$$I_{P\ \text{СИГН.}} = \frac{\text{К}_\text{Н} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_\text{В}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.51)$$

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

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

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.6), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_\text{Н}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	500	210	150	120	90	72	60	20

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

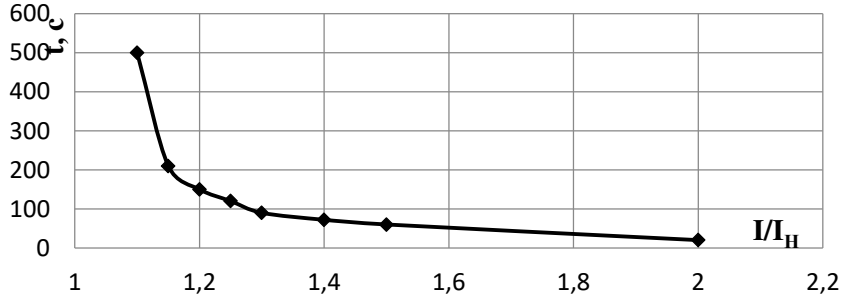


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P\ \text{отс.}} = \frac{2{,}15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.53)$$

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

5.11 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор был выбран шкаф защиты генератора, работающего на сборные шины фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G.

Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

Для защиты системы тиристорного самовозбуждения генератора был выбран шкаф ШЭ1113-910ЕТ фирмы «ЭКРА».

5.12 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.7 и 5.8 соответственно.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания,$I_{\text{СР.О}}$	$0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,63 А
			Коэффициент торможения,$K_{\text{Т}}$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$	$0{,}5 \cdot I_{\text{Н}}$	2,1 А
			Тормозной ток, В	$1{,}5 \cdot I_{\text{Н}}$	6,33 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	6 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения,$K_{\text{Т}}$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{СР2}$	$1{,}4 \cdot U_{\text{Н}}$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1{,}2 \cdot U_{\text{Н}}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2\text{СИГН}}$	$0{,}07 \cdot I_{\text{Н}}$	0,3 А
		ПО	$I_{2\text{ПУСК}}$	$0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0{,}96 \cdot I_{\text{Н}}$	4,05 А

Окончание таблицы 5.7

Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1{,}07 \cdot I_{\text{Н}}$	4,5 А
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1{,}1 \cdot I_{\text{Н}}$	4,64 А
		ОТС	$U_{\text{ср}}$	-	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,166 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,345	0,59 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_{\text{р}}$	СО	$I_{P\ \text{СИГН.}}$	$1{,}07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	3,37 А
		ПО	$I_{P\ \text{ПУСК.}}$	$1{,}1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	3,5 А
		Отсечка	$I_{P\ \text{ПУСК.}}$	$2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	6,9 А

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Действие / Защиты				Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение ШСВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение										
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1									+
		t_2								+	
		t_3		+	+	+					
	U_0	t		+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+						
		2 ступень	t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО									+
		ИО		+	+						
		ОТС I	t_1					+	+		
			t_2	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО									+
		ИО		+	+						
		ОТС	t_1					+	+		
			t_2	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1						+		
			t_2	+	+	+					
		2 ступень	t_1					+	+		
			t_2	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_{\text{р}}$	СО									+
		ИО		+	+						
		Отсечка		+	+						

6 Компоновка и сооружения гидроузла

Станция проектируется в широком створе (рисунок 6.1). Основание плотины представляет собой скальный массив прочной магматической плутонической горной породы – гранит, который отличается высокими показателями прочности на сжатие (до 300 МПа). Грунт является слаботрещиноватым. Створ проектируемой станции находится в умеренном климатическом поясе. Средние температуры летом порядка 23-30 ºС, средние зимой – (32-40) ºС.

Состав гидроузла:

- Глухая левобережная плотина;
- Водосливная плотина;
- Станционная плотина;
- Глухая правобережная плотина.

Здание ГЭС выполнено по приплотинной схеме. Водоводы, диаметром 6,53 м, направляющие поток к спиральной камере расположены в теле плотины.

Плотина должна обеспечивать оптимальные условия для функционирования сооружений, входящих в состав гидроузла и выдерживать основное сочетание нагрузок и воздействий, не потеряв своей устойчивости и способности к нормальной эксплуатации.

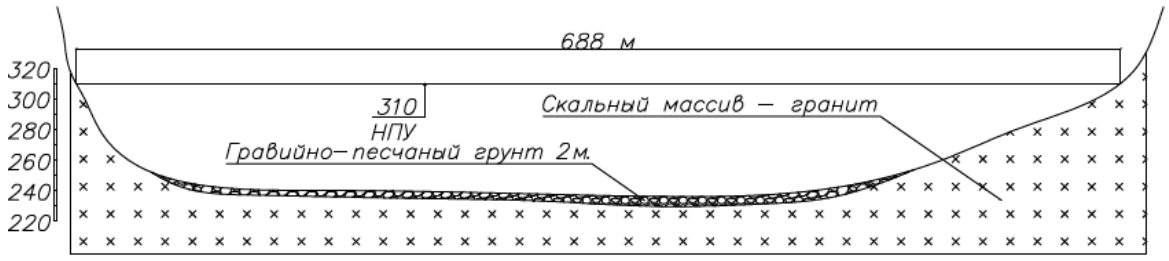


Рисунок 6.1 – Геологический разрез по створу

6.1 Назначение класса ГТС

Критерии классификации:

1.Основание скальное (гранит). Высота бетонной плотины 74 м. $(\nabla НПУ - \nabla дно) = (310 - 236) = 74$ м – II класс

2. Класс ГТС в зависимости от их назначения и условий эксплуатации: установленная мощность 451 МВт – II класс

3. Класс ГТС в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий: число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии менее 3000 чел. – II класс

Класс ГТС назначен согласно СП 58.13330.2012 – II.

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной наклонной гранью отметка гребня определяется:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \qquad (6.1)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый в зависимости от класса сооружения, для II класса а = 0,6 м.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos\alpha = 2{,}1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 16000}{9{,}81 \cdot 37} \cdot \cos 0 = 0{,}037 м \qquad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП, при V_w = 20 м/с, k_w = 2,1 10^{-6};

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, м/с 2% обеспеченности для основного сочетания нагрузок и воздействий;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{310 - 236}{2} = 37 м \qquad (6.3)$$

Определяется высота волны 1 % обеспеченности.

Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$,

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6\ ч = 21600\ \ c$).

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 16000}{20^2} = 392{,}4$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81 \cdot 21600}{20} = 10595$$

Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

При $\frac{gL}{V_w^2} = 392{,}4$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}033$; $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2{,}45$;

При $\frac{gt}{V_w} = 10595$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}1$; $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4{,}6$;

Затем, используются меньшие полученные значения для вычисления среднего периода волны $\bar{T}$ (с) и средней высоты волны $\bar{h}$ (м).

Наименьше значения:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}033 \qquad \text{отсюда:} \quad \bar{h} = \frac{0{,}033 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0{,}033 \cdot 20^2}{9{,}81} = 1{,}35 \text{ м}$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2{,}45 \qquad \text{отсюда:} \quad \bar{T} = \frac{2{,}45 \cdot V_w}{9{,}81} = \frac{2{,}45 \cdot 20}{9{,}81} = 4{,}99\ c$$

Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9{,}81 \cdot 4{,}99^2}{2 \cdot 3{,}14} = 38{,}95 м \qquad (6.4)$$

Проверяется условие $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$.

Условие $d > 0{,}5\overline{\lambda_d}$ $(37 > 0{,}5 \cdot 38{,}95 = 19{,}5)$ выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1{,}35 \cdot 2{,}15 = 2{,}89 м \qquad (6.5)$$

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

За отметку гребня бетонной плотины принимается:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 310 + 2{,}89 + 0{,}037 + 0{,}6 = 313{,}53 м \qquad (6.6)$$

6.3 Гидравлические расчеты

Максимальные расчетные расходы определяются гидрологическими расчетами с использованием 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.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_P, который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$(n-1)$

$$Q_p = Q_{\max.расч} - Q_{ГЭС} = 4915-(4-1)\cdot 230 = 4225 м^3/с \quad (6.7)$$

где $Q_{\max.расч}$ – расчетный максимальный расход 1% обеспеченности (II класс) для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_в} = \frac{4225}{57,75} = 73,2 м \quad (6.8)$$

где $q_в$ – удельный расход на водосливе, равный.

$$q_в = 1,25 q_р = 1,25\cdot 46,2 = 57,75 м^2/с \quad (6.9)$$

где $q_р$ – удельный расход на рисберме.

$$q_р = [v_h]\cdot h_{НБ} = 7\cdot 6,6 = 46,2 м^2/с \quad (6.10)$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla НБ = f(Q_{НБ})$ при $Q_{расч.\max} = 4915 м^3/с$;

$[v_h]$– допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов: скальные – 7 м/с.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону и, кроме того,

$$B = b\cdot n, \quad (6.11)$$

где n – число пролетов (не менее 2÷3).

Принимается ширина пролета b = 20 м. из стандартного ряда, число пролетов принимается:

n = 4

Ширина водосливного фронта будет равна:

B = n · b = 80 м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4225}{0{,}49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}} \right)^{2/3} = 8{,}4 м \qquad (6.12)$$

где m − коэффициент расхода для безвакуумного водослива с оголовком профиля А.

$m = 0{,}49$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4225}{0{,}49 \cdot 0{,}96 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}} \right)^{2/3} = 8{,}63 м \qquad (6.13)$$

где σ_n − коэффициент подтопления ($\sigma_n = 1$);

ε − коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0{,}2 \cdot \frac{0{,}7 + (4-1) \cdot 0{,}45}{4} \cdot \frac{8{,}4}{20} = 0{,}96 \qquad (6.14)$$

где b − ширина пролета;

n − число пролётов;

ξ − коэффициент формы боковых устоев; $\xi = 0{,}7$ при круглом очертании головки быка.

ξ_0 − коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a (рис.1), и от формы верховой грани быка.

$\xi_0 = 0{,}45$ при $a = 0$ $(a / H_0 = 0)$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8{,}63 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}61^2}{2 \cdot 9{,}81} = 8{,}6м \quad (6.15)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla дно)(B + (n-1)\delta_б)} = \frac{4225}{(310-236)(80 + (4-1)\cdot 4{,}5)} = 0{,}61м/с \quad (6.16)$$

где $\delta_б$ − толщина разрезного быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 310 - 9 = 301м \quad (6.17)$$

где $H_{ст} = 9$ м.

6.3.3 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяются координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля *А* (рисунок 6.2). Табличные координаты (таблица 6.1) *x* и *y* умножаются на $H_{ст}$ и строится кривая *А-В* (рисунок 6.3).

Высота водосливной плотины:

$$p_в = \nabla ГВ - \nabla дно = 301 - 236 = 65м \quad (6.18)$$

Так как высота водосливной плотины более 60 м, то радиус сопряжения оголовка водосливной плотины с носком находится по формуле:

$$R = (0{,}2 \div 0{,}5)(p_в + H_{пр}) \quad (6.19)$$

$R = 0{,}2(65 + 9) = 14{,}8$ м

Верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения соединить общей касательной.

Отметка верха быка вычисляется по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1{,}6H_{ст} = 301 + 1{,}6 \cdot 9 = 315{,}4м \quad (6.20)$$

Так как $\nabla ГБ > \nabla ГБП$, то за проектную отметку гребня плотины принимается $\nabla ГП = 315{,}4$ м

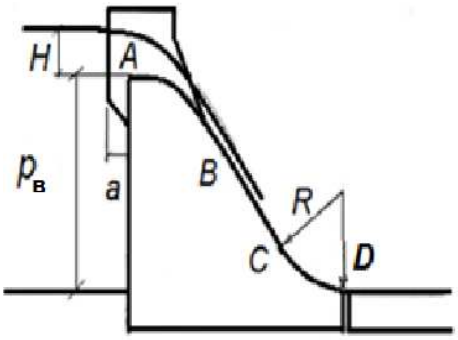


Рисунок 6.2 – Водосбросная плотина с безвакуумным водосливом

Таблица 6.1 – Координаты профиля водосливной грани

x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м	x, м	y, м
0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	21,6	16,236	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,044	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	26,1	23,49	35,1	42,282
-	-	-	-	-	-	36	44,28

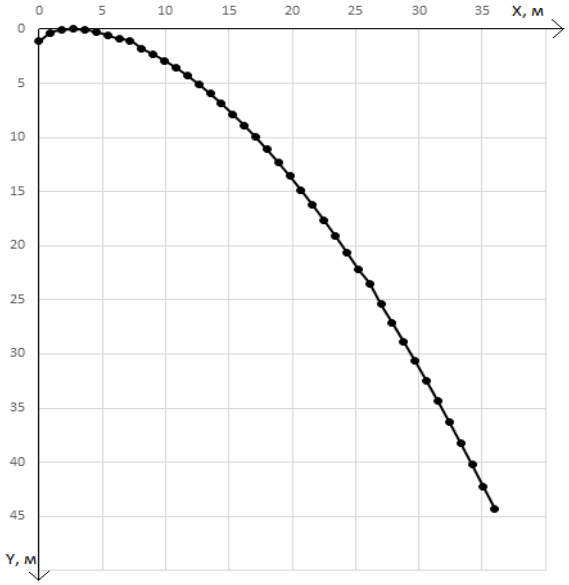


Рисунок 6.3– Профиль оголовка водосливной грани

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{\left(B + \Sigma\delta_б\right)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 4225^2}{\left(80 + (4-1)\cdot 4{,}5\right)^2 \cdot 9{,}81}} = 6{,}12м \quad (6.21)$$

где α − коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 310 - 236 = 74м \quad (6.22)$$

Вычисляется отношение $\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определяется значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани.

$\varphi = 0{,}9$ для водослива практического профиля при большой длине сливной грани (высота плотины более 40 м).

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{74}{6{,}12} = 12{,}1 \quad (6.23)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ = 0,9 и ξ_{T0} = 12,1 определяют ξ_c и $\xi_c^{''}$.

$\xi_c = 0{,}23$

$\xi_c^{''} = 2,$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c^{'} = \xi_c h_{кр} = 0{,}23 \cdot 6{,}12 = 1{,}4м \quad (6.24)$$

$$h_c^{''} = \xi_c^{''} h_{кр} = 2{,}9 \cdot 6{,}12 = 17{,}75м \quad (6.25)$$

Делаем вывод: $h_c^{''} > h_{НБ}$ − сопряжение по типу отогнанного прыжка;

6.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Выбор способа сопряжения бьефов за водосбросной плотиной (СП 40.133330.2012 Плотины бетонные и железобетонные, Табл. 9):

- в зависимости от высоты сооружения (свыше 40 м)
- отношения $l_{ch}/h > 3$:

$$\frac{l_{ch}}{\nabla ГП - \nabla подошв} = \frac{621{,}3}{315{,}4 - 233} = 7{,}54 \quad (6.26)$$

- прочное скальное основание

Сопряжение бьефов за водосбросной плотиной способом отброшенной струи носком-трамплином (рисунок 6.4).

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на 1÷2 м.

$$\nabla\text{носка} = \nabla\text{НБ}_{\text{повер}} + 4{,}6 = 243{,}0 + 4{,}6 = 247{,}6 \text{ м} \tag{6.27}$$

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a Z_{\text{н}} \varphi^2 sin2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}\right)} + 1 \right) =$$

$$= 0{,}9 \cdot 62{,}4 \cdot 0{,}9^2 \sin(2 \cdot 35) \cdot \tag{6.28}$$

$$= \left(\sqrt{1 + \left(\frac{67{,}4}{62{,}4} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{0{,}9^2 \sin^2(35)}\right)} + 1 \right) = 93{,}4 \text{ м}$$

где k_a – коэффициент аэрации потока (0,9) ;

$\alpha = 35^\circ$ – угол схода струи с трамплина;

φ – коэффициент скорости потока.

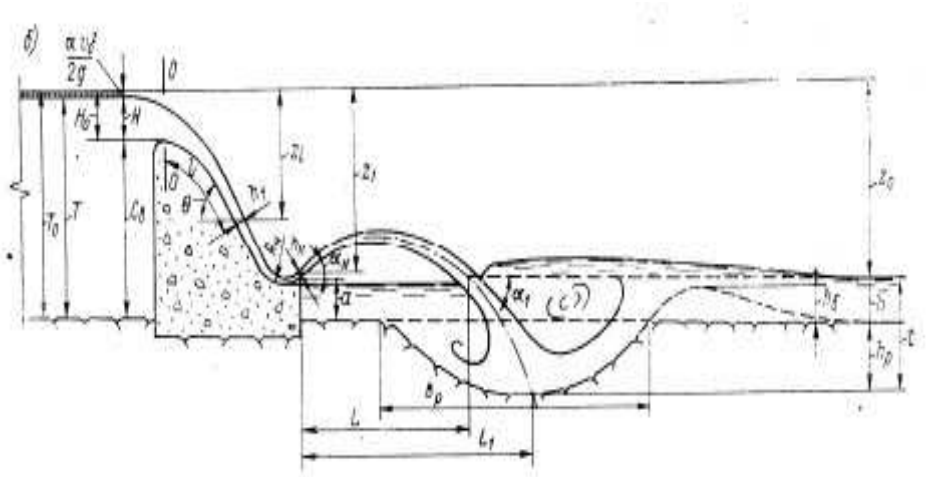


Рисунок 6.4 – Схема к расчёту отброса струи

$$z_0 = \nabla НПУ - \nabla УНБ = 310 - 242{,}6 = 67{,}4 м; \tag{6.29}$$

$$z_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{носка} = 310 - 247{,}6 = 62{,}4 \text{ м} \tag{6.30}$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда (таблица 6.2):

$$Fr = \frac{v_н^2}{g h_н} = \frac{31{,}5}{9{,}81 \cdot 1{,}67} = 66 \quad (6.31)$$

где $\nu_н$ – скорость потока на носке;

$h_н$ – высота потока воды на носке.

$$v_н = \varphi\sqrt{2gZ_н} = 0{,}9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 62{,}4} = 31{,}5 \text{ м/с} \quad (6.32)$$

$$q = \frac{Q_{расч}}{(n-1) \cdot \delta_б + B} = \frac{4915}{(4-1) \cdot 4{,}5 + 80} = 52{,}57 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.33)$$

$$h_н = \frac{q}{v_н} = \frac{52{,}57}{31{,}5} = 1{,}67 \text{ м} \quad (6.34)$$

где q – удельный расход на водосливе.

Таблица 6.2 – Коэффициент аэрации потока при числе Фруда

$Fr < 35$	$k_a = 1$
$Fr \geq 35$	$k_a = 0{,}8 - 0{,}9$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0{,}4 z_0$.

$0{,}4 \cdot z_0 = 26{,}88$ м $<$ $L = 91{,}8$ м – условие выполняется

Глубина ямы размыва можно вычисляется по следующей формуле:

$$h_{раз} = t - h_{НБ} = 34{,}8 - 6{,}6 = 28{,}2 м \quad (6.35)$$

где $t = \nabla НБ - \nabla дна\ ямы\ размыва$, определяем по следующей формуле:

$$t = \left(0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_н = \\ = \left(0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{66{,}2}\right) \cdot \sqrt{66{,}2} \cdot \sqrt[4]{\frac{6{,}6}{1}} \cdot 1{,}93 = 34{,}8 м \quad (6.36)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимается равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 93{,}4 + \frac{34{,}8}{0{,}75} = 139{,}8 \text{ м} \quad (6.37)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0{,}5h_{н}cos\alpha + a - h_{нб})}{v_{н}^2 \cos^2\alpha}} = \\ = \sqrt{tg^2 35 + \frac{2 \cdot 9{,}81(0{,}5 \cdot 1{,}67 \cdot cos35 + 14{,}6 - 6{,}6)}{31{,}5^2 \cos^2 35}} = 0{,}78 \quad (6.38)$$

$\alpha_1 = 38^o$

где a – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла равна:

$$b_р = 2{,}5h_{кр} + 3{,}7h_{раз} = 2{,}5 \cdot 6{,}12 + 3{,}7 \cdot 28{,}2 = 119{,}6м \quad (6.39)$$

а по дну ямы размыва – примерно равна $2{,}5h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

$2{,}5h_{кр} = 15{,}3м$

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационная бетонная плотина на скальном основании конструируется с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты.

Оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Заложение низовой грани принимается в пределах от 0,72 до 0,8.

$$\nabla\text{подош} = \nabla\text{дна} - h_{\text{гр}} - h_{\text{скал}} = 236 - 2 - 1 = 233 \text{ м} \quad (6.40)$$

Заложение низовой грани: $\frac{B_{\text{п}}}{h} = 0{,}78$

$$B_{\text{п}} = 0{,}78 \cdot h = 0{,}78 \cdot 77 = 60 \text{ м} \quad (6.41)$$

где $h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подош} = 310 - 233 = 77$ м.

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Для строительства бетонных плотин в условиях крайнего севера применяются бетонированные швы. Принимается ширина бетонированного шва 1,5 м.

Длина секции зависит от ширины пролёта, типа быка, типа основания и не должна быть более 30 метров.

Ширина пролета: b = 20 м

Ширина разрезного быка δ = 4,5 м

$$L_{\text{секции}} = b + 2 \cdot \frac{\delta_{\text{б}}}{2} = 24{,}5 \text{ м} \tag{6.42}$$

Для того чтобы не образовывались трещины в бетоне бетонную плотину необходимо разрезать на столбы. Отношение:

$$\frac{L_{\text{секции}}}{B_{\text{секции}}} = \frac{24{,}5}{20} = 1{,}225$$

где $B_{\text{секц}} = \frac{B_{\text{п}}}{3} = 20$ м.

Таким образом бетонная плотина делится на 3 столба шириной по 20 м. Длина секции 24,5 м.

6.4.3 Быки

По формуле Березинского для неразрезного быка при пролете b до 20 м.:

$$\delta_б = (0{,}12 \div 0{,}16) \cdot b \tag{6.43}$$

При разрезке быка (рисунок 6.5) его толщина увеличивается на 1,5 м.

$$\delta_б = 0{,}15 \cdot b + 1{,}5 = 0{,}15 \cdot 20 + 1{,}5 = 4{,}5м \tag{6.44}$$

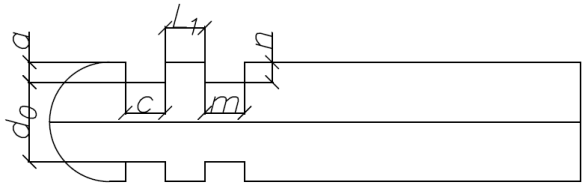


Рисунок 6.5 – Геометрические параметра разрезного быка

$d_0 = 1{,}6 \div 3$ м

$l_1 \geq 1{,}5$ м

$a \approx c \approx 0{,}5$ м

$m \approx 1 \div 4$ м

$n \approx m/2$ м

Размеры для основного плоского колёсного секционного затвора: m=1,5 м., тогда n=m/2=1,5/2=0,75 м.

Размеры «а» и «с» паза аварийно-ремонтного плоского скользящего затвора назначаются такие же, как и размеры основного затвора (рисунок 6.6).

$l_1 = 1{,}5$ м

$d_0 = 3$ м

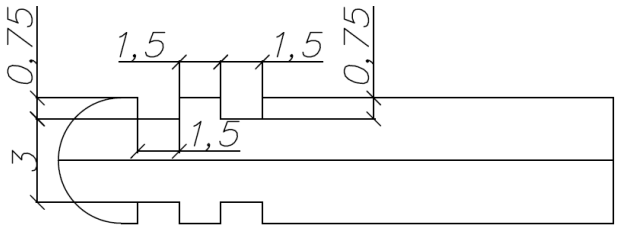


Рисунок 6.6 – Численные геометрические параметра разрезного быка

6.4.4 Устои

Устраивается один разделительный устой между водосбросной и станционной плотиной. Ширина устоя принимается равной ширине половины разрезного быка, т.е. $b_{\text{уст}} = 2{,}25$ м. Длина устоя принимается равной 40 м.

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусмотреть продольные и поперечные галереи. По высоте галереи располагаются через 15 м. Ширина галереи принимается 3 м, высота – 3 м.

Галереи в теле плотины располагаются на отметках: 253,0 м.; 268,0 м.; 283,0 м.; галереи цементационной завесы и дренажа: 235,0 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 20 см. Расстояние между осями дрен – 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимается не менее 2 м, причем с увеличением напора над расчетным сечением расстояние от напорной грани до оси дренажа увеличивается по условию:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{\text{кр}.m}} \qquad (6.45)$$

где H_d – напор над расчётным сечением;
γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
$I_{кр.m}$ – критические средний градиент напора для бетона плотины.

Для цементационной галереи, расположенной на отметке 235,0 м.:
$H_d = 75$ м

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.m}} = \frac{75 \cdot 1.2}{20} = 4{,}5 \text{ м.}$$

Галерея: 253,0 м.
$H_d = 57$ м

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.m}} = \frac{57 \cdot 1.2}{20} = 3{,}4 \text{ м.}$$

Галерея: 268,0 м.
$H_d = 42$ м

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.m}} = \frac{42 \cdot 1.2}{20} = 2{,}5 \text{ м.}$$

Галерея: 283,0 м.
Принимаем $a_{др} = 4{,}5$ м

6.5 Фильтрационные расчёты подземного контура

Расчёты проводятся для основного расчётного случая – отметка верхнего бьефа соответствует ∇НПУ нижнего бьефа - $\nabla УНБ_{min}$, при пропуске санитарного расхода $Q_{сан}$.

В СНиП 2.06.06-85 представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы H_{as} и дренажа $H_{др}$ при основном сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств.

Для гравитационной плотины без полостей у основания, II класса, с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0{,}40; \qquad (6.46)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0{,}15 \qquad (6.47)$$

$$H_d = (\text{НПУ} - \text{НБ}_{min}) = 73{,}32 \text{ м} \quad (6.48)$$

$$H_{as} = H_d \cdot 0{,}4 = 73{,}32 \cdot 0{,}4 = 29{,}3 \text{ м}$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0{,}15 = 73{,}32 \cdot 0{,}15 = 11 \text{ м}$$

6.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы $\delta_з$, должна быть:

$$\delta_з \geq \frac{\Delta H_з \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}; \quad \delta_з = \frac{44 \cdot 1{,}2}{30} = 1{,}76 \quad (6.49)$$

где $\Delta H_з -$ потери напора на завесе.

$$\Delta H_з = H_d - H_{as} = 73{,}32 - 29{,}3 = 44{,}02 \text{ м} \quad (6.50)$$

где $\gamma_n = 1{,}2 -$ коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{cr,m} = 30 -$ критический градиент напора при удельном водопоглащении в завесе 0,03 л/мин м^2.

Принимаем $\delta_з = 3$ м.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_{зав} = (0{,}1 \div 0{,}25)B_n; \qquad l_{зав} = 0{,}1 \cdot 60 = 6 \text{ м} \quad (6.51)$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0{,}5 \div 0{,}8)H_{max}; \qquad h_{зав} = 0{,}5 \cdot 73{,}32 = 36{,}7 \text{ м} \quad (6.52)$$

Завеса однорядная. Расстояние между цементационными скважинами в ряду 3 м.

6.5.2 Дренажные устройства в основании

Дренаж выполняется в виде вертикальной колонны скважин с диаметром 200 мм. с шагом 3 м.

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0{,}5 \div 0{,}7)h_{зав}; \qquad h_{др} = 0{,}5 \cdot 36{,}7 = 18{,}3 \text{ м} \quad (6.53)$$

Расстояние между дренажными скважинами и цементационной завесой должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м. Принимается 5 м.

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. При $\nabla НПУ = 310$ м. в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода $Q_{сан} = 160\ м^3/с$ $\nabla УНБ_{мин} = 242{,}6$ м. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюр действующих нагрузок и плечи действующих сил строятся и вычисляются в программе AutoCad.

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины (рисунок 6.7): $S_{пл} = 2376\ м^2$

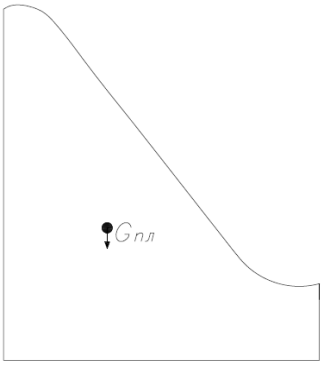


Рисунок 6.7 – Профиль водосливной плотины

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{2304 \cdot 20 \cdot 9{,}81 \cdot 2400}{20 + 4{,}5} = \quad (6.54)$$
$$= 45665{,}75\ кН/м\ ,$$

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

b - ширина пролета;

$\delta_б$ - толщина быка;

$\rho_б$ - плотность бетона.

Площадь быка (рисунок 6.8): $S_б = 2637\ м^2$

Вес быка:

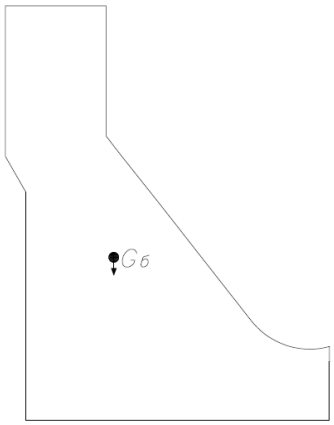


Рисунок 6.8 – Профиль быка

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{2637 \cdot 4{,}5 \cdot 2400 \cdot 9{,}81}{20 + 4{,}5} = 11403{,}46 \text{ кН/м} ; \quad (6.55)$$

Вес плоского затвора (кН) определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_з \approx 0{,}055 \cdot f\sqrt{f} \cdot g , \quad (6.56)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0{,}5) \cdot b = (312 - 301 + 0{,}5) \cdot 20 = 230 \text{ м}^2$$

Таким образом:

$$Q_з = 0{,}055 \cdot 230 \cdot \sqrt{230} \cdot 9{,}81 = 1882{,}02 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п. м. длины секции:

$$q_з = \frac{Q_з}{b} = \frac{1882{,}02}{20} = 76{,}82 \text{ кН/м.} \quad (6.57)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

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

$$T_в = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 77^2}{2} = 29081{,}75 \text{ кН/м} , \quad (6.58)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 310 - 233 = 77$ м.

- с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 3{,}68^2}{2} = 66{,}43 \text{ кН/м}, \quad (6.59)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{ПОД} = 236{,}68 - 233 = 3{,}68$ м.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:
$S_{\text{эп}} = 222 \text{ м}^2$

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 222 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 = 2177{,}82 \text{ кН/м}. \quad (6.60)$$

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Геометрические параметры эпюры фильтрации:
$S_{\text{эп}} = 680 \text{ м}^2$
Фильтрационное давление:

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 680 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 = 6670{,}8 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

6.6.5 Давление грунта

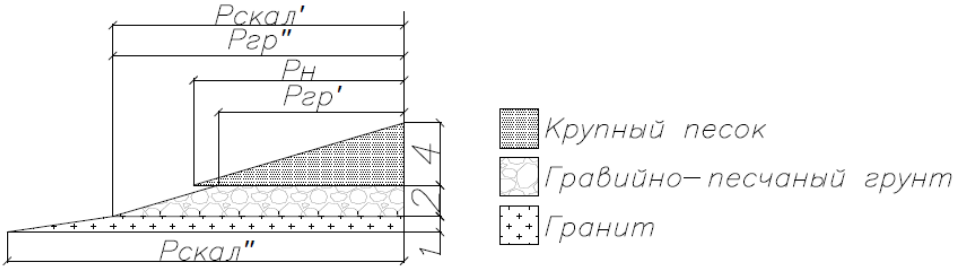


Рисунок 6.9 – Эпюры давления наносов и грунта основания с верхнего бьефа

Давление наносов на вертикальную грань (рисунок 6.9):

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н.взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2\left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2}\right) \quad (6.62)$$

где $\gamma_{\text{н.взв}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
$h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов; $h_{\text{н}} = 4м$;
$\varphi_{\text{н}}$ - угол внутреннего трения наносов; $\varphi_{\text{н}} = 32^0$.

$$\gamma_{\text{н.взв}} = \gamma_{\text{н}} - (1 - n_0)\gamma_w = 18 - (1 - 0{,}3)10 = 11 \text{ кН/м}^3 \quad (6.63)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес крупного песка.

$$p_{\text{н}} = 11 \cdot 4 \cdot \tan^2\left(45^0 - \frac{32^0}{2}\right) = 13{,}52 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_H}{2} = \frac{13{,}52 \cdot 4}{2} = 27{,}04 \text{ кН/м} \quad (6.64)$$

Далее определяется активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа на границе наносов и гравийно-песчаного грунта:

$$p_{\text{гр}} = h_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н.взв}} \cdot tg^2(45 - \varphi_{\text{гр}}/2) \quad (6.65)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w, \quad (6.66)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ - удельный вес сухого грунта (гравийно-песчаный: 19 кН/м^3);

n_0 - пористость сухого грунта (гравийно-песчаный: 0,35);

γ_w- удельный вес воды.

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 19 - (1 - 0{,}35) \cdot 10 = 12{,}5 \text{ кН/м}^3$$

На границе слоя наносов и верхнего слоя грунта:

$$p'_{\text{гр}} = 11 \cdot 4 \cdot tg^2(45^0 - 35^0/2) = 11{,}92 \text{ кН/м}^2$$

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

$$p''_{\text{гр}} = (h_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н.взв}} + h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}) \cdot tg^2(45^0 - \varphi_{\text{гр}}/2)$$

$$p''_{\text{гр}} = (4 \cdot 11 + 2 \cdot 12{,}5) \cdot tg^2(45^0 - 35^0/2) = 18{,}7 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Далее определяется активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа на границе гравийно-песчаного грунта и гранита:

$$p'_{\text{скал}} = \left(h_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н.взв}} + h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}\right) \cdot tg^2(45^0 - \varphi_{\text{скал}}/2) \quad (6.67)$$

где $\text{c}_{\text{скал}} - \text{сцепление скалы(гранита)};$

$\varphi_{\text{скал}} = 35^0.$

$$p'_{\text{скал}} = (4 \cdot 11 + 2 \cdot 12{,}5) \cdot tg^2(45^0 - 35^0/2) = 18{,}7 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя скалы толщиной $h_{\text{скал}} = 1м$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, и вес скалы давление равняется:

$$p''_{\text{скал}} = \left(h_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н.взв}} + h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} + h_{\text{скал}} \cdot \gamma_{\text{скал}}\right) \cdot tg^2(45^0 - \varphi_{\text{скал}}/2) \quad (6.68)$$

где $\gamma_{\text{скал}} = 25 \text{ кН/м}^3$.

$$p''_{\text{скал}} = (4 \cdot 11 + 2 \cdot 12{,}5 + 1 \cdot 25) \cdot tg^2(45^0 - 35^0/2) = 25{,}47 \text{ кН/м}^2$$

Следовательно:

$$\text{E}_{\text{ав}} = \frac{1}{2} h_{\text{гр}} \cdot \left(p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}\right) + \frac{1}{2} h_{\text{скал}} \cdot (p'_{\text{скал}} + p''_{\text{скал}}) = 52{,}71 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

6.6.6 Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны НБ

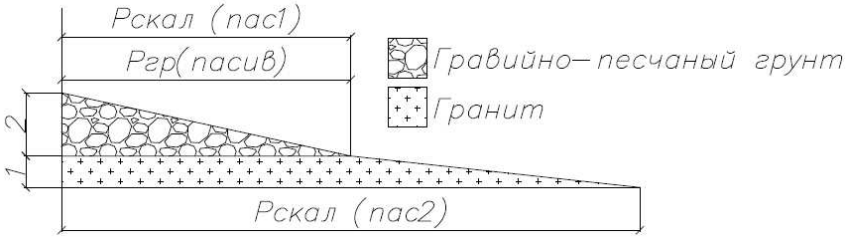


Рисунок 6.10 - Эпюры давления грунта с нижнего бьефа

$$p_{\text{гр}}^{\text{пас}} = h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot tg^2(45 + \varphi_{\text{гр}}/2) \quad (6.70)$$

$$p_{\text{гр}}^{\text{пас}} = 2 \cdot 12{,}5 \cdot tg^2(45^0 + 35^0/2) = 92{,}5 \text{ кН/м}^2$$

Для верхней границы контакта грунт-скала с НБ (рисунок 6.10):

$$p_{\text{скал}}^{\text{пас1}} = \left(h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}\right) \cdot tg^2(45^0 + \varphi_{\text{скал}}/2) \quad (6.71)$$

$$p_{\text{скал}}^{\text{пас1}} = (2 \cdot 12{,}5) \cdot tg^2(45^0 + 35^0/2) = 92{,}5 \text{ кН/м}^2$$

Для нижней границы контакта грунт-скала с НБ:

$$p_{\text{скал}}^{\text{пас2}} = \left(h_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} + h_{\text{скал}} \cdot \gamma_{\text{скал}}\right) \cdot tg^2(45^0 + \varphi_{\text{скал}}/2) \quad (6.72)$$

$$p_{\text{скал}}^{\text{пас2}} = (2 \cdot 12{,}5 + 1 \cdot 25) \cdot tg^2(45^0 + 35^0/2) = 184{,}51 \text{ кН/м}^2$$

Численное значение равнодействующей пассивного давления грунта на 1 п.м. длины плотины:

$$\mathrm{E}_{\text{пн}} = \frac{1}{2} h_{\text{гр}} \cdot p_{\text{гр}}^{\text{пас}} + \frac{1}{2} h_{\text{скал}} \cdot (p_{\text{скал}}^{\text{пас1}} + p_{\text{скал}}^{\text{пас2}}) \quad (6.73)$$

$$\mathrm{E}_{\text{пн}} = \frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 92{,}5 + \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot (92{,}5 + 184{,}51) = 230{,}64 \text{ кН/м}$$

6.6.7 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.74)$$

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

$$h_{\mathbf{0}} = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 2{,}89^2}{38{,}95} = 0{,}67 \text{ м}; \quad (6.75)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2{,}89 \cdot \left(\frac{38{,}95}{3{,}14} + \frac{0{,}67}{2} \right) = 180{,}52 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Плечо силы $\mathrm{W}_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{38{,}95}{2 \cdot 3{,}14} - \frac{3}{8} \cdot 2{,}89 = 5{,}12 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} - \gamma_c = 310 - 233 - 5{,}12 = 71{,}88 \text{ м}. \quad (6.77)$$

6.7 Оценка прочности плотины

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

Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины.

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.3, в которую внесены все действующие силы, умноженные на коэффициенты надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_В$	1,0	→	29081,75	27,02	785788,7
$T_Н$	1,0	←	66,43	1,23	-81,7
$G_б$	0,95	↓	10833,29	12,65	-137041
$G_{пл}$	0,95	↓	43382,46	10,05	-435993,75
Wвзв	1,0	↑	2177,82	0	0
Wф	1,0	↑	6670,8	16,84	112336,3
$E_Н$	1,2	→	32,45	4,33	140,5
$E_{аВБ}$	1,2	→	63,25	1,32	83,5
$E_{пНБ}$	0,8	←	184,5	0,94	-172,51
$W_{ВОЛН}$	1,0	→	180,52	71,88	12976,1
$q_з$	0,9	↓	69,14	27,6	-1908,2
∑ М, кН			336127,9		

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma^{u}{}_{y} = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2}, \tag{6.78}$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$N = (10833{,}29 + 43382{,}46 - 2177{,}82 - 6670{,}8 + 69{,}14) == 45436{,}3 \text{ кН}$$

$$\sigma^{u}{}_{y} = -\frac{45436{,}3}{60} + \frac{6 \cdot 336127{,}9}{60^2} = -197{,}06 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_{\text{в}} \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2)\,, \tag{6.79}$$

где $H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 310 - 233 = 77$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u -$ заложение верховой грани.

$$m_u = \text{t}g\,\alpha_1, \tag{6.80}$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\mathrm{t}g\,\alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_в \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -197{,}06 \cdot 0 - 10 \cdot 77 \cdot (1 - 0) = -770\ \text{кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = \left(\gamma_в \cdot H_d^u + \sigma_y^u\right) \cdot m_u = 0; \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_в \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -197{,}06 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 77 \cdot 0^2 = -197{,}06\ \text{кН/м}^2\ ; \quad (6.82)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_в \cdot H_d^u = -10 \cdot 77 = -770\ \text{кН/м}^2\ . \quad (6.83)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_п} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_п^2} = -\frac{45436{,}3}{60} - \frac{6 \cdot 336127{,}9}{60^2} = -1317{,}48\ \text{кН/м}^2\ , \quad (6.84)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_в \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = 10 \cdot 3{,}68 = -36{,}8\ \text{кН/м}^2\ , \quad (6.85)$$

где $m_t = \mathrm{tg}\,\alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;
$\mathrm{tg}\,0^0 = 0$.

$H_d^t = \nabla\text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla\text{ПОД} = 236{,}68 - 233 = 3{,}68$ м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_в \cdot H^t{}_d + \sigma^t{}_y\right) \cdot m_t \quad (6.86)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3{,}68 - 1317{,}48) \cdot 0 = 0\ \text{кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_в \cdot H^t{}_d = -10 \cdot 3{,}68 = -36{,}8\ \text{кН/м}^2; \quad (6.87)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_в \cdot H^t{}_d \cdot m_t^2 \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = -1317{,}48 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 3{,}68 \cdot 0^2 = -1317{,}48\ \text{кН/м}^2;$$

6.8 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где $\gamma_n = 1{,}2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

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

$1{,}2 \cdot 1{,}0 \cdot 1253{,}15 < 0{,}95 \cdot 20000$

$1503{,}78 < 19000$

Таким образом, принимается бетон класса В20 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 20000$ кН/м^2,

20000 кН/м^2 > 1650 кН/м^2.

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

$\sigma_y^u < 0$,

$-197{,}06$ кН/м^2 < 0.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$\left|\sigma_y^u\right| \geq 0{,}25 \cdot \gamma_в \cdot H_d^u, \quad (6.90)$$

$0{,}25 \cdot \gamma_в \cdot H_d^u = 0{,}25 \cdot 10 \cdot 77 = 192{,}5$ кН/м^2

$197{,}06$ кН/м^2 $> 192{,}5$ кН/м^2.

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.91)$$

$$R = \left(G_{пл} + G_Б - W_{взв} - W_ф + Q_з\right) \cdot \mathrm{t}g\,\varphi + E_{пн} \cdot \gamma_с' + c \cdot \omega =$$
$$= (43382{,}46 + 10833{,}29 - 2177{,}82 - 6670{,}8 + 69{,}14) \cdot 0{,}7 + 184{,}5 \cdot$$
$$0{,}7 + 100 \cdot 60 = 37934{,}5 \text{ кН/м}, \quad (6.92)$$

где $tg\varphi = 0{,}7$– внутреннее трение для грунта основания (гранит);

$c = 100$ кПа –расчетное значение сцепления по контакту бетон-скала;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 60$ м^2 – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$\gamma_{\text{с}}'$ –коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$\gamma_{\text{с}}' = 0{,}7$.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}} = 29081{,}75 - 66{,}43 + 180{,}5 + \\ +32{,}4 + 63{,}25 = 29107{,}0 \text{ кН/м} \quad (6.93)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{37934{,}5 \cdot 0{,}95}{29107{,}0 \cdot 1} \geq 1{,}2$$

$1{,}24 > 1{,}2$

Исходя из расчетов, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок и воздействий.

6.10 Глубинный водоспуск

Для полного или частичного опорожнения водохранилища, необходимого для ремонта напорного фронта бетонной плотины, предусматривается глубинный водоспуск.

Расход через глубинный водоспуск:

$$\text{Q}_{\text{глуб.}} = \frac{\text{V}_{\text{полез}}}{\text{T}_{\text{сраб}}} = \frac{7{,}31 \cdot 10^9}{23328000} = 313{,}36 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.94)$$

где $\text{V}_{\text{полез}}$ – полезный объем водохранилища; $\text{V}_{\text{полез}} = 7{,}31$ км^3;

$\text{T}_{\text{сраб}}$ – время, за которое срабатывается полезный объем водохранилища; $\text{T}_{\text{сраб}} = 9$ мес.; $\text{T}_{\text{сраб}}$ в секундах: $\text{T}_{\text{сраб}} = 23328000$ с.

Площадь выходного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{глуб}}}{\mu\sqrt{2gZ}} = \frac{313{,}36}{0{,}81 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 67}} = 10{,}67 \text{ м}^2 \quad (6.95)$$

где μ – коэффициент расхода, равный 0,81.

$$Z = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{max} = 310 - 243 = 67 \text{ м.} \quad (6.96)$$

Таким образом, глубинный водоспуск состоит из отверстия квадратного сечения 4х4 м.

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

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация обязаны:

- обеспечивать соблюдение обязательных требований при строительстве, капитальном ремонте, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений, а также их техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения с учетом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения;
- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;
- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;
- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;
- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения на гидротехнических сооружениях I и II классов;
- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям.

7.2 Охрана труда

Территория, акватории, помещения и рабочие места:

На каждой ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Для движения транспортных средств на территории организации должны быть разработаны и установлены на видных местах схемы движения.

Все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных сооружений, так и внешние, на примыкающих к ним территориях, должны быть освещены, свободны и безопасны для персонала и транспорта.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы и площадки следует содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - регулярно очищать от снега, льда и мусора, посыпать песком или шлаком.

Междуэтажные перекрытия, полы, каналы и люки должны содержаться в исправности.

Элементы оборудования, арматуры и приборы, требующие периодического осмотра, должны быть расположены в местах, удобных для обслуживания.

Отверстия в перекрытиях и проемы лестничных клеток, к которым возможен доступ людей, должны быть закрыты сплошным прочным настилом или иметь ограждения

Стоки и дренажные каналы для отвода воды с поверхности пола заглубленных помещений (помещения дроссельных затворов, струйных реле, насосов откачки) должны содержаться в исправности и обеспечивать полный отвод воды. Крышки и кромки люков колодцев в помещениях должны быть выполнены вровень с полом из рифленой стали или другого металла, исключающего скольжение людей.

Шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены.

Обслуживание оборудования:

У каждого руководителя структурного подразделения ГЭС должен постоянно храниться комплект действующих в подразделении инструкций по охране труда для работников всех профессий, должностей и по всем видам работ данного подразделения, а также перечень этих инструкций, утвержденный руководителем ГЭС.

Не разрешается находиться без производственной необходимости вблизи оборудования, находящегося в работе, а также при его пуске, останове и испытании.

Не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании.

Не допускается эксплуатация неисправного оборудования.

Капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажем, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения.

Вращающиеся механизмы:

При выводе в ремонт вращающихся механизмов с электроприводом напряжение с электродвигателя и электроприводов арматуры снимает электротехнический персонал.

На период пробного включения или балансировки вращающегося механизма у аварийной кнопки отключения должен находиться член бригады, который по сигналу руководителя работ должен отключить механизм.

Пробное включение оборудования, если оно необходимо до полного окончания ремонта, может быть проведено только после оформления в выданном наряде прекращения работ с выводом членов ремонтной бригады из их рабочей зоны.

7.3 Пожарная безопасность

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 и взрывобезопасности согласно ГОСТ 12.1.010.

Организация противопожарной работы должна соответствовать требованиям строительных норм, правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- организацию пожарной охраны, организацию ведомственных служб пожарной безопасности в соответствии с законодательством Союза ССР, союзных республик и решением местных Советов депутатов трудящихся;
- паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;
- привлечение общественности к вопросам обеспечения пожарной безопасности;
- организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве, а населения - в порядке, установленном правилами пожарной безопасности соответствующих объектов пребывания людей;
- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;
- порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;
- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;

- разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;

- основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники по ГОСТ 12.4.009. Применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

7.4 Охрана природы

Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Индигирского ГУ выполняются следующие виды работ:

− выемка грунта;
− отсыпка перемычек;
− подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
− расчистка и планировка территории;
− возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
− строительство основных сооружений;
− строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В соответствии с требованиями СП от01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

− очистка территории от остатков строений и мусора;
− вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
− санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
− засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;
− изъятие торфяников и засыпка очищенного места песчаным грунтом

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

− технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

− технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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

− На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

− Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

− Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

− Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

− Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

− Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

− Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

− Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

При площади затапливаемой территории в 1250 км2, примерном количестве деревьев на один гектар территории (100 шт) и среднем объеме одного дерева 1,1 $м^3$ можно вычислить примерный объем древесины, который необходимо будет вырубить при подготовке ложа водохранилища.

$$V_{\text{древ}} = S \cdot n \cdot V^1 = 1250 \cdot 10000 \cdot 1{,}1 = 13750000 \text{ м}^3 \quad (7.1)$$

где $S -$ площадь затапливаемой территории (км^2);
$n -$ количество деревьев на один км^2 (шт);
$V^1 -$ объем древесины в одном дереве (м^3).

Отходы, образующиеся при строительстве.

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \quad (7.2)$$

где N- объем бетонных работ, м^3 (1000000 м^3);
q- удельный норматив образования, % (q =1,8%);
ρ- плотность бетона, т/м^3 (ρ = 2,4 т/м^3).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1000000 \cdot 1{,}8}{100\%} \cdot 2{,}4 = 43200 \text{ т}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \quad (7.3)$$

где N- количество арматуры, т (165 т);
q- удельный норматив образования, % (q =1,0%);
ρ- удельный вес арматуры, т/м^3 (ρ = 2,0 т/м^3).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{165 \cdot 1{,}0}{100\%} \cdot 2{,}0 = 3{,}3 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 43200 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 3,3 т отходов черных

металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.

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

Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

Регулирование водным режимом водотока;

Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

На расстоянии 52 км от ГЭС находится населенный пункт – село Хонуу, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», крупные гидроэлектростанции должны иметь санитарно-защитную зону не менее 300 м.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнить мероприятя по не ухудшению качества воды реки Индигирка от сбросов Индигирской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Хонуу, в пределах промплощадок объектов Индигирской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Уникальные особенности технологического процесса энергоснабжения:

1. Совпадение во времени процессов производства и потребления энергии.

Технологическое единство производства и потребления энергии предопределяет необходимость тесного экономического взаимодействия энергокомпаний и потребителей. Основными направлениями такого взаимодействия являются:

– рационализация режимов потребления;

– формирование взаимоприемлемых тарифов на энергию;

– координация планов развития энергопотребляющих установок, генерирующих и транспортных мощностей энергосистем.

2. Непрерывный характер производственного процесса

Эта особенность обусловливает высокий уровень автоматизации производства и управления технологическим процессом.

3. Сложность и особые условия работы энергетического оборудования.

Произведем оценку объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации и сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	451	451	451	451
Число часов использования установленной мощности	Часы	4625	4625	4625	4625
Выработка электроэнергии	МВт ч	2085690	2085690	2085690	2085690
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,1	1,1	1,1	1,1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт ч	22942,6	22942,6	22942,6	22942,6
Объем реализации электроэнергии	МВт ч	2062747	2062747	2062747	2062747
Тариф на электроэнергию	руб./МВт ч	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	190,8	196,5	202	207,3
НДС к выручке	млн. руб.	29,1	29,97	30,81	31,62

Выводы: данная таблица показывает объем реализации электроэнергии за каждый год, также видно, что величина тарифа на электроэнергию каждый год возрастает. При этом ежегодно возрастает и выручка от реализации электроэнергии, соответственно НДС к выручке также имеет возрастающий характер.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

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:

4) амортизационные отчисления;
5) расходы по страхованию имущества;
6) эксплуатационные расходы;
7) расходы на ремонт производственных фондов;
8) расходы на услуги регулирующих организаций;
9) 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 м 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.
Расходы на оплату труда	255,2	115,08
Прочие	274	123,56
Итого по ГЭС		238,65

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
1-5	0,04
6-15	0,06
16-25	0,08

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 тыс. руб./Мвт	61,05
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001107 тыс. руб./Мвт ч	4,27
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс. руб./Мвт ч	1,24
Итого	-	66,56

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Индигирка составляет 8,52 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн. руб.	241,6	241,6	241,6	241,6	241,6
Расходы на страхование, млн. руб.	4,9	30,87	57,09	84,22	112,2
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	218,76	238,65	238,65	238,65	238,65
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	204,24	1,93	5,26	7,01	8,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	61,02	66,56	66,56	66,56	66,56
Налог на воду, млн. руб.	27,67	33,2	33,2	33,2	33,2
Итого, млн. руб.	554,18	612,85	640,71	669,27	729,87

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

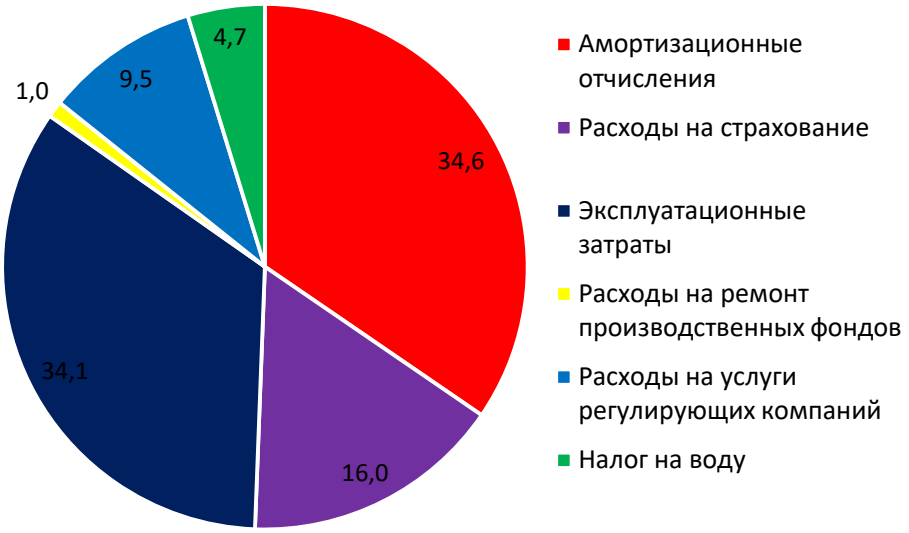


Рисунок 8.1 – Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Выводы: из круговой диаграммы видно, что наибольший вес из всех текущих затрат по гидроузлу имеют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Расходы на страхование занимают порядка 16% от всех текущих затрат. Самую маленькую часть (1%) несут в себе расходы на ремонт производственных фондов.

8.3 Налоговые расходы

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

Учтены 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. – 8,52 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022-2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн. руб.	448,68	666,66	691,46	714,33	736,44
НДС, млн. руб.	260,37	678,64	699,99	719,36	738,57
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	10,85	10,91	10,91	10,91	10,91
Налог на имущество, млн. руб.	125,2	119,88	114,57	109,25	103,94
Итого, млн. руб.	45,1	1476,1	1516,9	1554,13	1589,86

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. График прибыли представлен на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн. руб.	3260,13	3665,5	3774,5	3880,1	3982,5
Текущие расходы, млн. руб.	554,18	612,85	640,7	669,5	699,3
EBITDA (Валовая прибыль), млн. руб.	2705,95	3052,64	3133,8	3210,6	3283,2
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	45,10	50,88	52,2	53,51	54,72
NOPAT (чистая прибыль), млн. руб.	2660,85	3001,76	3081,5	3157,1	3228,5
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,00

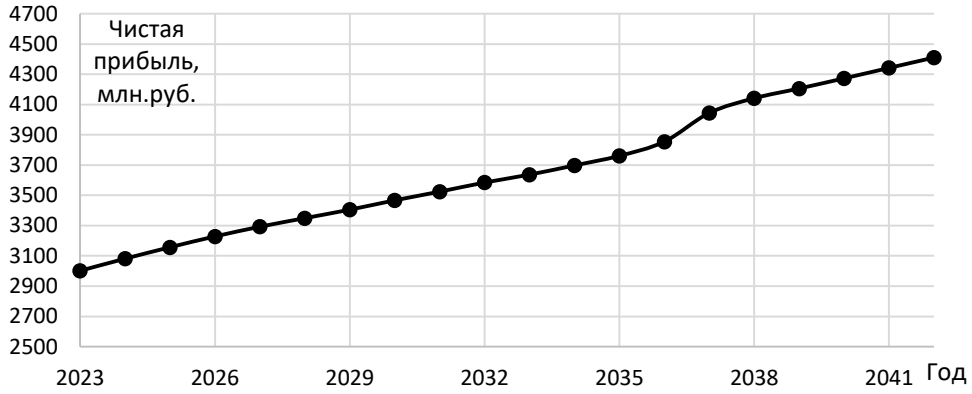


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Возрастающий график чистой прибыли является важнейшим показателем результативности и эффективности деятельности предприятия.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является сравнение показателей, учитывающих затраты и результаты, связанные с реализацией инвестиционного проекта.

8.5.1 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 т.д.

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 ОАО 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 предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

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 Индигирской ГЭС составляет 20лет, 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.

8.5.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Индигирская ГЭС на реке Индигирка»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	88
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	12715,7
Индекс прибыльности – PI, руб.	3,29
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб./кВт	24316

8.5.3 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, а графический вид представлен на рисунке 8.4.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн. руб.	747,6	1389,4	1435,6	1478,1	1519,1
В региональный бюджет, млн. руб.	125,2	119,9	114,6	109,3	103,9
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	872,8	1509,3	1550,1	1587,3	1623,1

8.5.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта это характеристика его устойчивости.

Алгоритм определения устойчивости достаточно прост: входные параметры в проекте (объём реализации продукции; ее цена; размер инвестиций; сроки строительства; операционные затраты; уровень инфляции; и т.д.) изменяются в заданных пределах и анализируются полученные результаты. Если результирующие показатели демонстрируют небольшие и некритичные изменения параметров эффективности, то устойчивость инвестиционного проекта признается допустимой. Одновременно анализ выявляет наиболее воздействующие на результирующие показатели входные параметры.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистой приведенной стоимости (NPV) к изменениям (таблица 8.10):

а) Ставки налогов;

б) Объема инвестиций;

в) Цена сбыта;

Графически изменение NPV от различных факторов представлена на рисунке 8.3. Изменение NPV от ставки дисконтирования на рисунке 8.4 представлено в графическом виде.

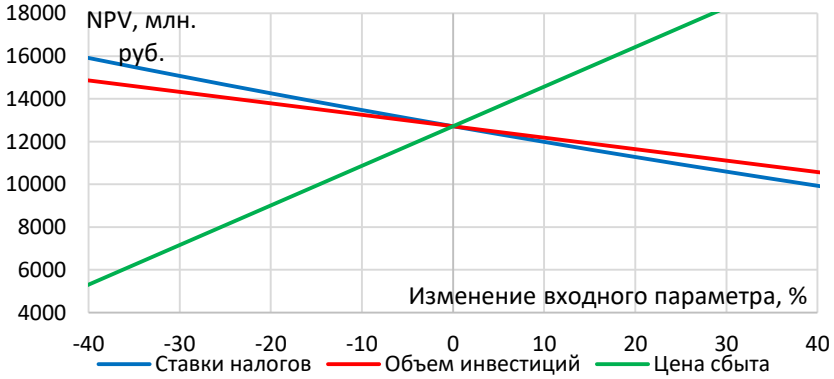


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, объема инвестиций и цены сбыта

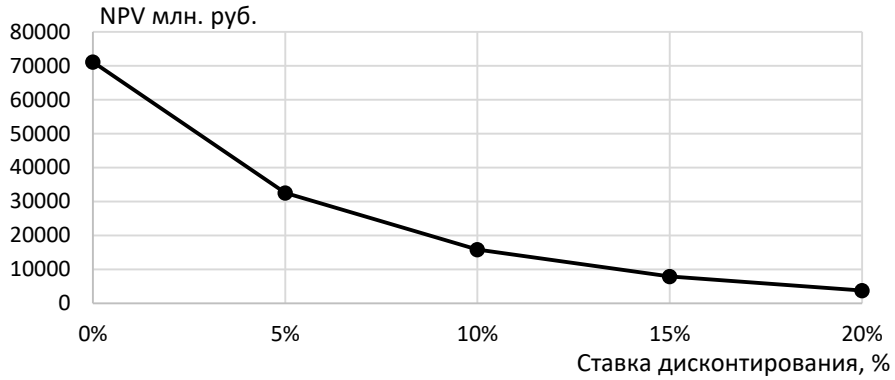


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

9 Кабельное хозяйство ГЭС

На электрических станциях и подстанциях применяются кабельные сети различного назначения. Применяются силовые кабели собственных нужд напряжением 6; 3; 0,6; 0,4 кВ; силовые кабели постоянного тока необходимые для питания потребителей оперативного тока на напряжение 220 В; контрольные кабели систем управления, автоматики, защиты контроля, сигнализации, блокировок и пр.; слаботочные кабели всех видов связи и сигнализации.

На современных ГЭС для выдачи энергии на напряжение 110 – 500 (750) кВ от силовых трансформаторов и автотрансформаторов на распределительные устройства в силу своей надежности, уменьшенных потерь, высокой устойчивости к кратковременным перегрузкам и удобства технического обслуживания применяются кабельные линии.

9.1 Определения

Кабельная линия – линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

Кабельное сооружение – сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслонаполненных кабельных линий. К кабельным сооружениям относятся: кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты.

Кабельный туннель - закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельный канал – закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т. п. непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии.

Кабельная шахта – вертикальное кабельное сооружение (как правило, прямоугольного сечения), у которого высота в несколько раз больше стороны сечения, снабженное скобами или лестницей для передвижения вдоль него людей (проходные шахты) или съемной полностью или частично стенкой (непроходные шахты).

Кабельный этаж – часть здания, ограниченная полом и перекрытием или покрытием, с расстоянием между полом и выступающими частями перекрытия или покрытия не менее 1,8 м.

Двойной пол – полость, ограниченная стенами помещения, междуэтажным перекрытием и полом помещения со съемными плитами (на всей или части площади).

Кабельный блок – кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельная камера – подземное кабельное сооружение, закрываемое глухой съемной бетонной плитой, предназначенное для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки.

Кабельная эстакада – надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

Кабельная галерея – надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) горизонтальное или наклонное протяженное проходное кабельное сооружение.

Короб – закрытая полая конструкция прямоугольного или другого сечения, предназначенная для прокладки в ней проводов и кабелей. Короб должен служить защитой от механических повреждений проложенных в нем проводов и кабелей.

Лоток – открытая конструкция, предназначенная для прокладки на ней проводов и кабелей. Лоток не является защитой от внешних механических повреждений проложенных на нем проводов и кабелей.

9.2 Типы применяемых материалов и кабелей

Кабели должны обладать достаточной гибкостью и высокой механической прочностью. Поэтому жилы обычно выполняются из большого числа скрученных тонких проволок.

Металлическая оболочка выполняется из свинца или алюминия. Она защищает изоляцию от увлажнения, и выравнивает электрическое поле. Защитные покровы включают броню из стальных лент и слои кабельной пряжи, пропитанной битумом.

Виды изоляции кабелей:

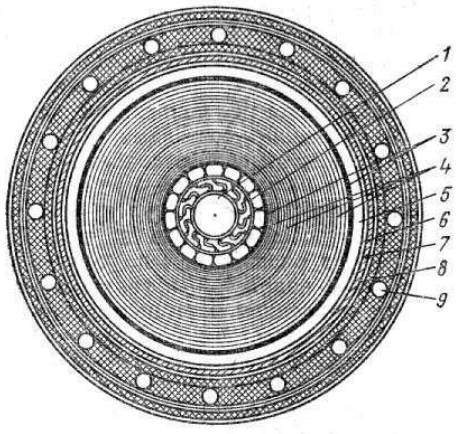
1) На напряжение 1 – 35 кВ применяется кабели с бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией. Кабели с пластмассовой изоляцией обычно используются в 5 жильном исполнении (Рисунок 9.1) (3 фазы, нулевой рабочий проводник и нулевой защитный проводник).

Рисунок 9.1 – Кабель с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией

2) В качестве изоляции кабелей среднего напряжения используется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляция из сшитого полиэтилена (СПЭ) (Рисунок 9.2). В настоящее время в качестве изоляции кабелей высшего напряжения в основном используется изоляция из СПЭ.

Рисунок 9.2 – Кабель СН (слева) и ВН (справа) с изоляцией из СПЭ

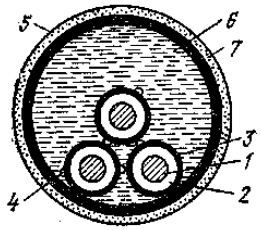
3) Для напряжений 110…220 кВ промышленной частоты используются маслонаполненные кабели низкого и среднего давления (Рисунок 9.3). Такой кабель изготавливается одножильным. В этих кабелях ленточная бумажная изоляция пропитывается маловязким маслом, которое может перемещаться внутри жилы вдоль кабеля и находиться под избыточны давлением.



1 – маслопроводящий канал; *2* – жила из фасонных луженых проволок; *3* –экран по жиле и по изоляции из полупроводящей металлизированной бумаги; *4* – изоляция из бумаг разной толщины и плотности;
5 – свинцовая оболочка; *6* – ленты из пластиката; *7* – медные усиливающие ленты;
8 – защитные покровы; *9* – стальные проволоки

Рисунок 9.3 – Маслонаполненный кабель среднего давления 220 кВ

4) При напряжении 110 кВ и выше используются маслонаполненные кабели высокого давления в стальных трубках (Рисунок 9.4). В стальном трубопроводе, заполненном маслом под давлением 1,5 МПа помещаются три жилы с изоляцией, пропитанной вязким составом.



1 – жила; *2* – изоляция; *3* – герметизирующие покровы;
4 – полукруглая проволока; *5* – стальная труба;
6 – масло; *7* – антикоррозийные покровы

Рисунок 9.4 – Трубопровод с кабелем под давлением масла

5) При напряжении до 220 кВ применяются газонаполненные кабели. Электрическая прочность указанного кабеля достигается за счет повышения давления газа (сухой очищенный азот). По конструкции они схожи с маслонаполненным кабелем, но в них используется изоляция с обедненной пропиткой. Электрическая прочность повышается за счет ввода газа в кабель под давлением. У таких кабелей хуже условия охлаждения, что ограничивает рабочие токи.

6) Кабели с элегазовой изоляцией под давлением. Токоведущие жилы на распорках помещены в стальной трубе, которая заполняется элегазом под давлением. Преимущества такого кабеля: простота конструкции, малое значение $\mathrm{tg}\delta$, самовосстанавлиемость после пробоя, малая емкость на единицу длины. Расчеты показывают, что такие кабели эффективны при СВН и их применение более выгодно, чем ВЛЭП.

7) Криогенные (криорезистивные) кабели. Такие кабели будут использоваться для ввода больших мощностей в крупные города и промышленные центры. Токоведущие жилы этих кабелей охлаждаются до температуры жидкого азота (77 *К*) или жидкого гелия (5 *К*). В первом случае (криорезистивные кабели) повышение пропускной способности достигается за счет значительного уменьшения активного сопротивления жил кабеля (Cu, Al), следовательно, джоулевых потерь, что позволяет увеличить токовые нагрузки. В кабелях с жидким гелием используется эффект сверхпроводимости.

9.3 Кабельные муфты

По назначению кабельные муфты делятся на:

1) Соединительные. Основным требованием, которое предъявляется к таким муфтам, является хорошая герметичность. Муфты могут быть неразборными и разборными, в зависимости от предъявляемых требований. Материал изготовления соединительных муфт должен обладать устойчивостью к воздействиям внешней среды.

2) Концевые. Такие муфты замыкают электрическую кабельную цепь. Их особенностью является наличие компаунда. Это термопластическая, термоактивная полимерная смола, либо материалы с добавками для отверждения состава. Концевые муфты используют на линиях электрических сетей и линиях связи, а также для разделки кабелей, состоящих из нескольких жил

3) Стопорные. Эти муфты устанавливаются на кабелях с бумажной пропитанной изоляцией (1–35 кВ) для предотвращения стекания пропиточного состава при прокладке кабелей по наклонным трассам. Это предусматривает наличие стопорных элементов в их конструкции. Расстояния между муфтами выбираются так, чтобы давление от вертикального столба пропиточной массы не нарушало герметичности муфт или оболочки кабеля.

4) Переходные. Используются для обеспечения герметичности кабелей различного сечения.

5) Ответвительные. Применяются для ответвления линий кабеля

9.4 Выбор кабельной линии для определенного потребителя

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Выбор сечений кабельных линий осуществляется по нагреву и экономической плотности тока. Если сечение проводника, определенное по этим условиям, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям (термическая и электродинамическая стойкость при токах КЗ, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, защита от перегрузки), то должно приниматься наибольшее сечение, требуемое этими условиями.

Произведем выбор кабеля для насосов МНУ 6,3/1–40–8–2. Общая потребляемая мощность двух насосов МНУ равна 110 кВт. Питание насосов осуществляется по пятипроводной кабельной линии фазным напряжением 220 В.

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей выбирается по длительно допустимому току. Длительно допустимы ток кабельной линии определяется исходя из передаваемой мощности по формуле 9.1:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot cos\varphi \cdot U_{\text{ф}}} \tag{9.1}$$

где P – мощность потребляемая одним насосом, кВт;
U_{ϕ} – номинальное фазное напряжение, В;
$cos\varphi$ – коэффициент мощности.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot cos\varphi \cdot U_{\text{ф}}} = \frac{55000}{\sqrt{3} \cdot 0{,}85 \cdot 220} = 169{,}8 \text{ А}$$

Допустимый длительный ток для кабеля с пластмассовой изоляцией проложенного открыто сечением 35 мм^2 равен 170 А (согласно ПУЭ, таблица 1.3.4).

Согласно п.1.3.28 ПУЭ для сетей промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки до 4000-5000 кабель проверке по экономической плотности тока не подлежит.

Выбирается пятижильный кабель с сечением 35 мм^2 с изоляцией из поливинилхлоридного пластика с пониженным дымо- и газовыделением ВВГнг(А) – LS – 5х35 завода «КамКабель».

9.5 Требования по монтажу

В помещениях здания станции, распределительных устройств и вспомогательных служб кабели различного назначения группируются по блокам и ячейкам в потоки. Для прокладки этих кабелей предусматриваются специальные кронштейны по стенам, подвесы под потолком, кабельные каналы, лотки, галереи и коридоры. Все кабельные сооружения выполняются из несгораемых материалов.

Ведение работ по прокладке кабеля должно выполняться специализированной монтажной организацией разрешается только после окончания всех строительных работ и приёмки кабельных сооружений и трасс, при наличии проекта производства работ и арматуры для данной КЛ. Также до начала монтажных мероприятий, необходимо выполнить входной контроль по специальной программе.

Кабельные сооружения всех видов должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного проектом. Данный резерв необходим для замены кабелей в процессе монтажа, дополнительной прокладки в последующей эксплуатации и др.

Монтаж кабельных линий должен выполняться с учетом следующих требований:

- при температуре воздуха ниже допустимой прокладка кабелей допускается только после их предварительного подогрева (рекомендуется подогрев кабеля выдержкой в обогреваемом помещении с температурой до 40 °С, продолжительность подогрева регламентируется заводом- изготовителем), время проведение работ не должно превышать 30 мин;

- протяжка кабелей может осуществляться:

а) за оболочку при помощи закрепленного на ней проволочного чулка;

б) за токопроводящую жилу при помощи концевого захвата (для кабелей с однопроволочными жилами) или клинового захвата (для кабелей с многопроволочными жилами);

- скорость тяжения не должна превышать 18 м/мин;

- металлические экраны кабелей и кабельные металлические конструкции должны быть заземлены в соответствии требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

- при параллельной прокладке КСПЭ одножильного исполнения рекомендуется выдерживать расстояние в свету между кабелями отдельной кабельной линии не менее диаметра кабеля;

- при хранении кабелей и в процессе прокладки все обрезанные концы кабеля должны быть закрыты термоусаживаемыми герметизируемыми капами немедленно после того, как кабели были отрезаны, чтобы препятствовать попаданию влаги в жилу и под оболочку;

- кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец

(витков) запрещается. Также необходимо предусмотреть запас по длине КЛ для переразделки или замены кабельных муфт;

- кабели, проложенные горизонтально или вертикально по конструкциям, стенам и перекрытиям должны быть жестко закреплены в конечных точках с обеих сторон изгибов, а на прямых участках не реже, чем через 1 м;

- не допускается совместная прокладка в кабельных сооружениях КЛ 110-500 кВ с КЛ ниже 110 кВ за исключением кабелей 0,4 кВ для технологических нужд;

- конструкции подземных кабельных сооружений должны быть рассчитаны с учетом массы кабелей, динамических сил (действующих на кабели), грунта, дорожного покрытия и нагрузки от проходящего транспорта;

- запрещается выполнение в кабельных сооружениях каких-либо временных устройств, хранение в них материалов и оборудования. Временные кабели должны прокладываться с соблюдением всех требований, предъявляемых к кабельным прокладкам, с разрешения эксплуатирующей организации;

- каждая кабельная линия должна иметь свой номер или наименование. Если КЛ состоит из нескольких параллельных кабелей, то каждый из них должен иметь тот же номер с добавлением букв А, Б, В и т. д. Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками с обозначением на бирках кабелей и концевых муфт марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт - номера муфты и даты монтажа. Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды. На кабелях, проложенных в кабельных сооружениях, бирки должны располагаться по длине не реже чем через каждые 50 м, а в местах прохода кабелей через перегородки (перекрытия) и в местах поворота - с обеих сторон. Бирки на кабель рекомендуется крепить капроновыми, пластмассовыми нитями или проволоками из немагнитных металлов.

9.6 Требования пожарной безопасности

Главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства электростанции или подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены нарушения работы более чем одного блока электростанции, одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

Меры для обеспечения пожарной безопасности:

- кабельные сооружения отделены от других помещений и друг-друга несгораемыми перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.;

- количество выходов из кабельных сооружений должно быть не менее двух. При длине кабельного сооружения не более 25 м допускается иметь один выход;

- двери кабельных сооружений должны быть самозакрывающимися, с уплотненными притворами. Выходные двери из кабельных сооружений должны открываться наружу и должны иметь замки, отпираемые из кабельных сооружений без ключа, а двери между отсеками должны открываться по направлению ближайшего выхода и оборудоваться устройствами, поддерживающими их в закрытом положении.

- кабельные галереи должны делиться на отсеки несгораемыми противопожарными перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Длина отсеков галерей должна быть не более 150 м при прокладке в них кабелей до 35 кВ и не более 120 м при прокладке маслонаполненных кабелей;

- кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, должны быть выполнены из несгораемых материалов, принимаем стальные лотки;

- оболочки кабелей должны быть обработаны специальными составами, которые не распространяют горение;

9.7 Обслуживание и контроль состояния

Основой правильной эксплуатации кабельной линии, обеспечивающей надежность их работы, является обходы и осмотры линий, контроль за их нагрузкой и состоянием изоляции.

При обходе проверяется состояние трассы кабельной линии, Целостность сигнальных знаков, обозначающих трассу тумбочек, показывающих расположение муфт, защитных желобков в местах выхода кабелей из земли на стены или на опоры ЛЭП, отсутствие подтёков кабельной массы из муфт, состояние устройств, защищающих и закрепляющих кабели на наклонных участках и т.п.

Во время осмотра открыто проложенных кабелей контролируется наличие защитных устройств в местах, где возможны повреждения кабелей, отсутствие ржавчины, вмятин и забоин на броне кабеля, состояние свинцовых оболочек.

При осмотре кабельной трассы в туннеле и коллекторах проверяется исправность освещения и вентиляции, состояние антикоррозийных покровов металлических оболочек кабелей и др.

При осмотрах проверяется состояние строительной части сооружения – дверей, люков, их запоров, крепежных конструкций и т.п.

Концевые кабельные муфты напряжением выше 1000 В, установленные в ТП и РП, осматриваются также при каждом контроле оборудования.

В период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой производят внеочередные осмотры.

Осмотры туннелей, шахт, кабельных полуэтажей и каналов на электростанциях и подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием должны выполняться не реже одного раза в месяц.

Методы контроля кабелей в эксплуатации можно разделить на 2 группы: разрушающего контроля и неразрушающего. К разрушающим относятся испытание повышенным напряжением.

Главным преимуществом неразрушающих методов испытаний является то, что в момент испытаний кабель не подвергается старению, к ним относятся: измерение сопротивления изоляции, измерение емкости и характеристик частичных разрядов.

Допускается испытание рабочим напряжением в течение суток.

Более дешевыми вариантом контроля является использование систем периодического мониторинга состояния кабельных линий, в которых измерения параметров производится также на работающей линии в режиме «on-line», но не непрерывно, а через определенные интервалы времени.

Для обеспечения эффективной и безаварийной эксплуатации высоковольтных кабельных линий предпочтительными являются следующие диагностические методы и способы, применение которых возможно и обоснованно в системах непрерывного и периодического мониторинга технического состояния КЛ:

1) Система мониторинга температурных режимов работы кабельных линий с использованием оптических волоконных линий.

Достоинством использования оптоволоконных систем является возможность измерения температуры кабельной линии в режиме реального времени, с высокой точностью, до долей градуса, и с детализацией распределения температуры по длине кабельной линии до 1 метра. Это позволяет непрерывно и подробно контролировать температурный режим работы всей линии.

Система мониторинга профиля температуры кабельной линии включает в себя распределенный датчик измерения температуры (оптическое волокно), в идеальном случае располагаемый внутри контролируемого кабеля, и прибор - регистратор для измерения профиля температуры (Рисунок 9.5). Оптическое волокно при изменении температуры меняет свои свойства. При облучении его импульсом лазера в нем возбуждаются фотоны, которые генерируют свои импульсы, отличные по частоте от частоты возбуждающего лазера, меньшие по частоте на величину, связанную с текущей температурой оптического волокна. Лазерный источник измерительного прибора посылает в оптическое волокно импульс, который возбуждает колебания во всех участках контролируемого кабеля, и именно эти колебания поступает обратно в приемник – анализатор спектра. Полученный, условно говоря, отраженный сигнал, в зависимости от относительного времени прихода импульса (относительно первичного импульса от источника), описывает температурное состояние определенного участка контролируемого кабеля. Параметры отраженного оптического сигнала зависят от температуры оптического волокна в каждой точке контролируемой кабельной линии, что и дает возможность контролировать профиль распределения температуры вдоль линии.

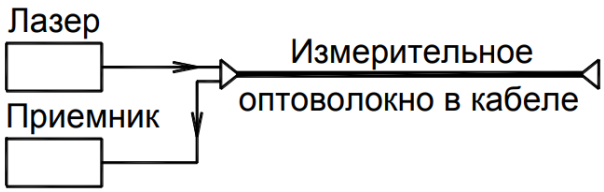


Рисунок 9.5 – Оптический мониторинг температуры кабельной линии

2) Система диагностического мониторинга кабельных линий на основе регистрации и анализа частичных разрядов в изоляции.

Наиболее эффективно поиск, анализ и локализация дефектных мест в высоковольтных кабельных линиях осуществляется при использовании метода оперативной регистрации и анализа частичных разрядов в изоляции. Это обусловлено тем, что возникновение и развитие практически всех дефектов в высоковольтной изоляции сопровождается появлением частичных разрядов различной интенсивности. При этом очень важно, что этот метод диагностики применяется в режиме «on-line» в процессе эксплуатации кабельной линии под рабочим напряжением, т. е. данный метод идеально подходит для использования в системах непрерывного мониторинга.

Для регистрации частичных разрядов в различном высоковольтном оборудовании могут быть использованы первичные датчики и регистрирующая аппаратура, работающие в трех различных диапазонах частот (Таблица 9.1):

- Акустический и ультразвуковой диапазон частот US, до 300 кГц.
- Высокочастотный диапазон частот HF (ВЧ), от 150 кГц до 30 МГц.
- Сверхвысокочастотный диапазон частот UHF (СВЧ), от 100 до 1500 МГц.

Применительно к измерению частичных разрядов в высоковольтных кабельных линиях при выборе определяющим фактором является длина кабельной линии, которую можно контролировать при помощи одного датчика.

Таблица 9.1 – Параметры различных диапазонов частот

Диапазон частот	Тип датчиков ЧР	Способ монтажа	Зона контроля	Объект контроля
US	Пьезодатчики, микрофоны	Контактно и бесконтактно	± 1 м	Муфты
HF	HF трансформаторы Конденсаторы связи	На земляных и токоведущих шинах	± 2000 м	Муфты, кабель
UHF	Электромагнитные антенны	Бесконтактно	± 20 м	Муфты

3) Система контроля емкостных токов утечки кабельных линий с целью выявления повреждений оболочки кабеля.

Механическое повреждение оболочки кабельной линии, приводящее к нарушению герметичности, является очень опасным дефектом. Опасность его заключается в том, что через зону повреждения в полость между оболочкой и основной изоляцией кабеля может поступать влага. Под действием электрического поля, как под действием насоса, влага начнет проникать в основную изоляцию кабеля. В результате толщина эффективной изоляции кабеля начинает уменьшаться, и при достижении определенного минимума наступает пробой оставшегося слоя изоляции.

Самой большой сложностью при этом является то, что эффективных методов контроля появления нарушения герметичности в изоляции кабельных линий в режиме «on-line» нет, даже частичные разряды появляются при таком дефекте только на самом последнем этапе развития этого опасного дефекта, когда слой оставшейся изоляции становится критическим.

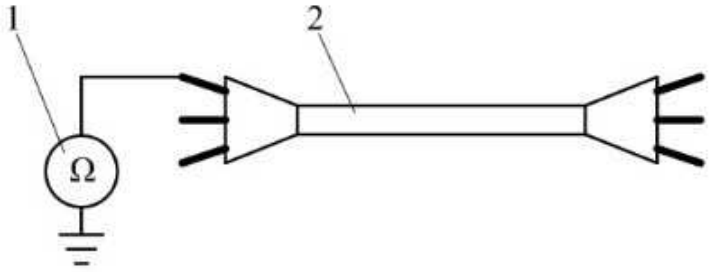
Единственным возможным способом контроля наличия повреждений внешней оболочки КЛ в режиме «on-line» является использование систем мониторинга емкостных токов утечки в экранах кабельных линий. Метод базируется на предположении, что появление дополнительной цепи утечки через дефект в оболочки кабеля может быть зафиксирован в виде уменьшения величины емкостного тока фазы на конце кабельной линии за счет эффекта шунтирования.

9.8 Поиск повреждения кабельной линии

По характеру повреждений в кабельных линиях, различают следующие их виды:

- повреждение изоляции, вызывающие замыкание одной фазы на землю;
- повреждение изоляции, вызывающие замыкание двух или трех фаз на землю;
- повреждение изоляции, вызывающие замыкание двух или трех фаз между собой;
- обрыв одной, двух или трех фаз без заземления;
- обрыв одной, двух или трех фаз с заземлением оборванных жил;
- обрыв одной, двух или трех фаз с заземлением не оборванных жил;
- заплывающий пробой изоляции;

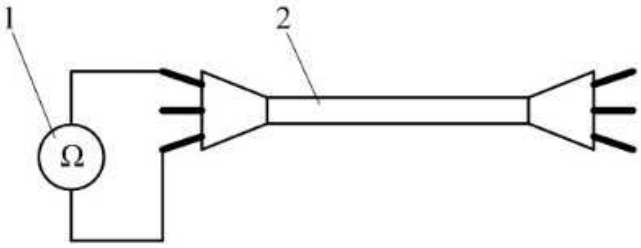
Для того чтобы выбрать метод поиска места повреждения следует знать характер повреждения кабеля. Для определения характера повреждения кабельной линии она отсоединяется от источника питания и приемников электроэнергии. Вид (характер) повреждения определяется омметром или мегомметром (Рисунок 9.6). Наличие пробоя изоляции жилы на оболочку или землю проводится путем поочередного подключения одного конца мегомметра к жилам, а второго – к земле (при этом жилы кабеля на втором конце разомкнуты.



1 – мегомметр;
2 – кабель.

Рисунок 9.6 - Принципиальная схема определения сопротивления изоляции токоведущей жилы кабеля относительно земли

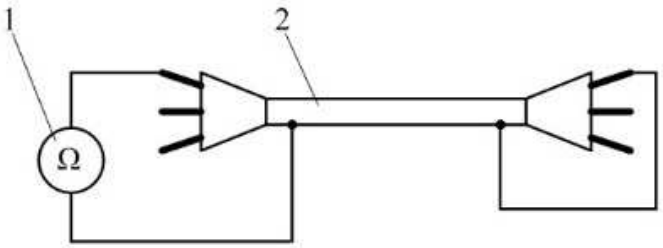
Для обнаружения междуфазного замыкания мегомметр подключается поочередно к двум жилам кабеля (при этом жилы кабеля на втором конце разомкнуты (Рисунок 9.7).



1 – мегомметр;
2 – кабель.

Рисунок 9.7 – Принципиальная схема определения сопротивления изоляции между двумя токоведущими жилами кабеля

При определении целостности жил мегомметром предварительно устанавливают закоротку с противоположного конца кабеля, например, между проверяемой жилой и металлической оболочкой (Рисунок 9.8).



1 – мегомметр;
2 – кабель.

Рисунок 9.8 – Принципиальная схема определения целостности жил кабеля

Если жила целая мегомметр покажет нулевое сопротивление, в случае обрыва жилы сопротивление мегомметра будет равно бесконечности.

Омметром или мегомметром выявляются однофазные и междуфазные повреждения с сопротивлением в месте дефекта от нуля до сотен килоОм. При большом сопротивлении часто не удается определить вид повреждения указанными приборами, тогда используют высоковольтную испытательную установку. Поочередно, испытывая все три жилы кабельной линии повышенным напряжением относительно оболочки кабеля, выявляют вид дефекта кабеля.

Для определения места повреждения необходимо иметь малое переходное сопротивление в месте повреждения кабельной линии. Снижение переходного сопротивления до необходимого уровня (несколько десятков Ом) осуществляется прожиганием изоляции в месте повреждения с помощью специальных установок (например ВУПК-03-25).

В кабельных линиях определяют сначала зону повреждения, а затем уточняют место повреждения непосредственно на трассе.

Для определения зоны повреждения линии применяют следующие методы: импульсный, колебательного разряда, петли и емкости.

1) Импульсный метод применяется для определения расстояния до места повреждения в кабельных линиях при однофазных и межфазных

замыканиях, а также при обрывах жил. Работы производят с помощью приборов называемых рефлектометрами.

Прибор посылает в кабель кратковременный импульс тока, который дойдя до места повреждения отражается и возвращается обратно. Характер повреждения кабеля (короткое замыкание или обрыв) определяют по изображению, появляющемуся на экране прибора (Рисунок 9.9).

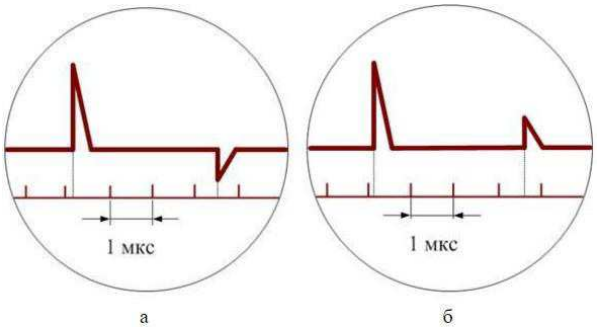


Рисунок 9.9 – Экран прибора при определении зоны повреждения кабеля импульсным методом: а – при коротком замыкании жил кабеля; б – при обрыве жилы

Время прохождения импульса определяют по экрану прибора (Рисунок 9.10).

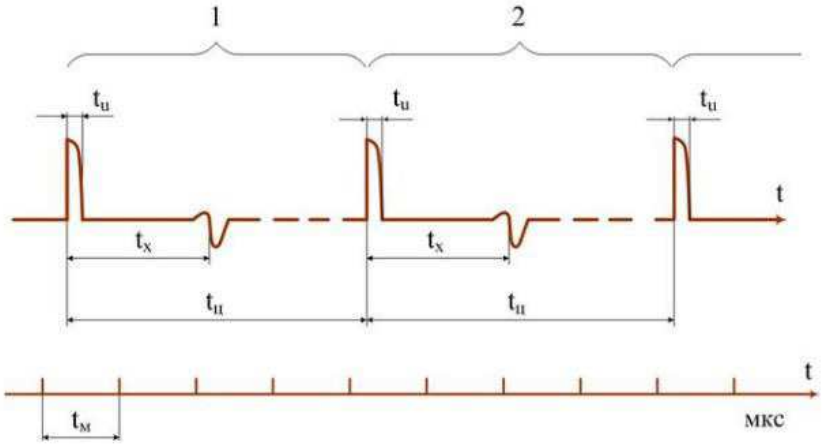


Рисунок 9.10 – Временная развертка зондирующих отраженных сигналов при импульсном методе определения мест повреждения: 1, 2, ..., m – единичные процессы, повторяющиеся с частотой 500 - 1000 Гц

Расстояние до места повреждения {L} можно определить по формуле 9.2, зная время прохождения импульса $\{t_x\}$ и скорость его распространения {υ}:

$$L = \frac{t_x}{2} \cdot v \qquad (9.2)$$

Достоинствами этого метода являются быстрота, наглядность и простота измерений; возможность определения любых видов повреждений, в том числе в

разных местах кабеля при условии, что переходное сопротивление не превышает 150-200 Ом

2) Метод колебательного разряда заключается в измерении периода (или полупериода) свободных (собственных) колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения. Эти колебания характеризуются периодическим распространением электромагнитной волны от места повреждения до конца линии и обратно с постепенным затуханием процесса (Рисунок 9.11).

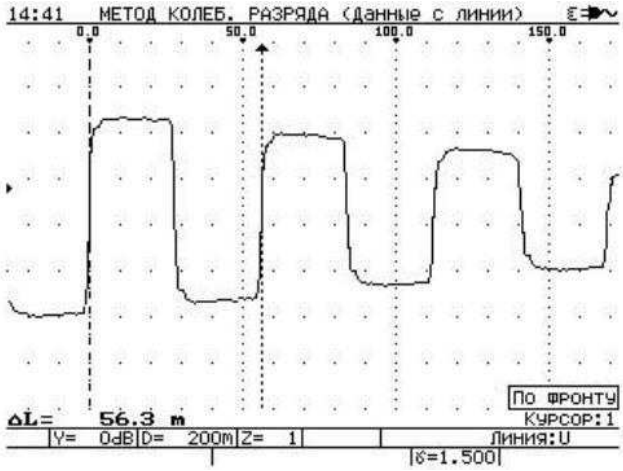


Рисунок 9.11 – Вид экрана рефлектометра при определении расстояния до места повреждения методом колебательного разряда

Поврежденная жила кабеля заряжается от выпрямительной установки до напряжения пробоя. При пробое изоляции происходит разряд в кабеле колебательного характера. При этом расстояние до места повреждения кабеля пропорционально периоду свободных колебаний.

$$T = 2 \cdot t = \frac{4 \cdot L}{v} \tag{9.3}$$

где L – расстояние до места пробоя;

υ – скорость распространения волны колебания, равная 160·м/мкс;

t – полупериод колебаний.

Расстояние до места повреждения будет равно:

$$L = \frac{v \cdot t}{2} \approx 80 \cdot t = 40 \cdot T \tag{9.4}$$

Данный метод применяется для определения расстояния до места повреждения в силовых кабелях при замыканиях, носящих характер «заплывающего» пробоя.

3) Метод петли применяют для определения зоны повреждения при одно- и двухфазных замыканиях при наличии одной неповрежденной жилы или параллельного кабеля с неповрежденными жилами.

Метод основан на принципе измерительного моста постоянного тока, позволяющего определить отношение сопротивлений поврежденной жилы кабеля от места измерения до точки замыкания и обратной петли.

Петлевой метод был самым первым методом отыскания места повреждения. В настоящее время петлевой метод для определения зоны повреждения кабеля практически не применяется, так как он недостаточно точен, трудоемок и не позволяет определить место обрыва жилы без ее замыкания на оболочку.

4) Емкостной метод применяют для определения зоны повреждения при обрывах одной или нескольких жил кабельной линии. Основа метода – зависимость емкости кабеля от его длины. Емкость оборванной жилы измеряют с помощью моста переменного тока или баллистического гальванометра на постоянном токе.

По быстроте и точности измерения емкостной метод существенно уступает импульсному и в настоящее время широко не применяется.

Для определения места повреждения непосредственно на трассе чаще всего применяются следующие методы: индукционный, акустический и метод накладной рамки.

1) Индукционный метод применяют для отыскания мест пробоя изоляции жил между собой, а также при обрыве линии с одновременным замыканием жил между собой.

При пропускании по кабелю однофазного переменного тока вокруг кабеля образуется магнитное поле, значение которого зависит от значения тока. Если в поле кабеля внести рамку (антенну) из проволоки, то изменяющееся поле будет наводить в ней ЭДС и при замыкании контура рамки в телефоне возникнет ток и появится звучание на всей неповрежденной трассе кабеля, за местом повреждения звук в телефоне пропадает (Рисунок 9.12). По кабелю с помощью генератора звуковой частоты пропускают ток частотой 800-1200 Гц.

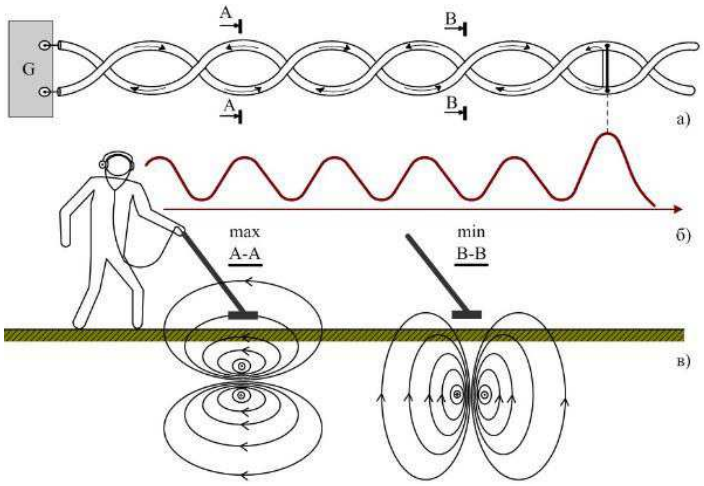


Рисунок 9.12 – Иллюстрация индукционного метода отыскания места повреждения кабеля: а – схема подключения кабеля к источнику однофазного переменного тока; б – характер звукового сигнала в наушниках при движение по трассе кабельной линии; в – характерные картины электромагнитного поля вокруг кабеля

Над местом повреждения сигнал, как правило, усиливается, что обусловлено переходом тока с жилы на жилу. За местом повреждения на расстоянии не более половины шага скрутки жил кабеля сигнал затухает

2) Акустический метод практически универсален и во многих кабельных сетях является основным методом. Им можно определять повреждения различного характера: однофазные и междуфазные замыкания с различными переходными сопротивлениями, обрывы одной, двух или всех жил.

Сущность метода заключается в создании в месте повреждения мощных электрических разрядов и фиксации на поверхности земли звуковых колебаний с помощью чувствительных приемных устройств. Для создания мощных разрядов в месте повреждения электрическая энергия предварительно накапливается в высоковольтных конденсаторах или в емкости самого кабеля путем заряда от выпрямительной установки. Звук от разрядов распространяется в окружающей среде и может быть прослушан на поверхности земли. Обычно периодичность разрядов составляет 2-3 секунды.

В зависимости от характера повреждения кабеля собирают соответствующую схему измерения (Рисунки 9.13, 9.14, 9.15, 9.16). На всех рисунках: 1 – жилы кабеля; 2 – оболочка кабеля; 3 – место повреждения

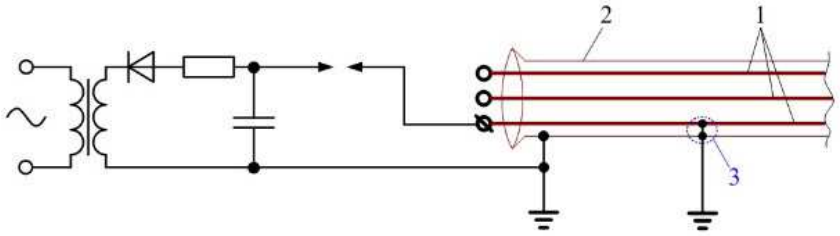


Рисунок 9.13 – Схема определения места повреждения при замыкании между жилой и заземленной оболочкой (землей)

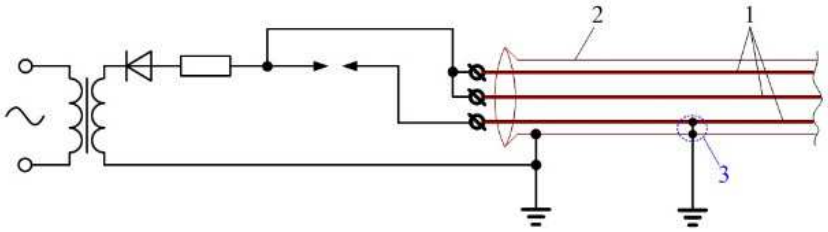


Рисунок 9.14 – Схема определения места повреждения при замыкании между жилой и заземленной оболочкой (землей) при использовании в качестве зарядной емкости жил кабеля

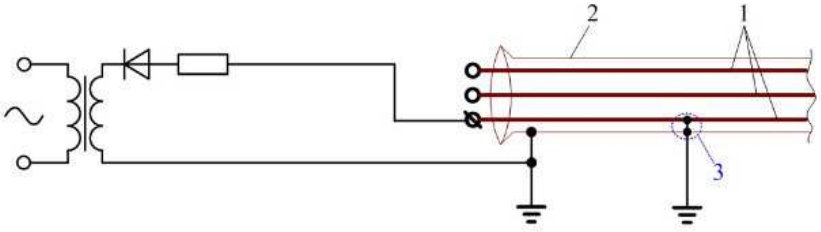


Рисунок 9.15 – Схема определения места повреждения при заплывающем пробое

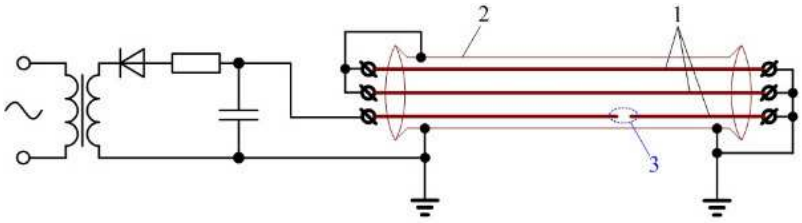


Рисунок 9.16 – Схема определения места повреждения при обрыве жил кабеля

Применение акустического метода наиболее целесообразно для кабелей проложенных в земле и под водой.

3) Метод накладной рамки является разновидностью индукционного метода. Его применяют для определения места короткого замыкания между жилой кабеля и металлической оболочкой. Данный метод можно использовать, как для открыто проложенных кабелей, так и для кабельных линий, проложенных в земле (Рисунок 9.17). В последнем случае необходимо предварительно произвести раскопку нескольких шурфов в зоне повреждения кабеля.

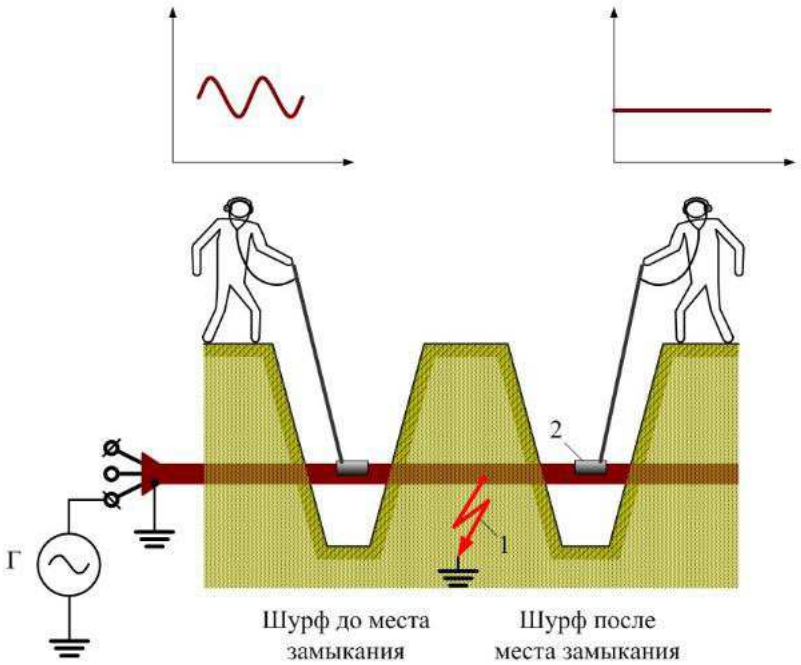


Рисунок 9.17 – Отыскание места замыкания на землю методом накладной рамки: 1 – место замыкания на землю; 2 – накладная рамка

Сущность метода аналогична индукционному. После подключения генератора на кабель накладывают рамку с телефоном и поворачивают ее вокруг оси кабеля. Если измерение производится до места повреждения, то за один поворот рамки будет прослушиваться два максимума и два минимума звукового сигнала. За местом повреждения при повороте рамки будет прослушиваться монотонный звук.

9.9 Системы защит

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

На одиночных линиях с двусторонним питанием при наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

Если ненаправленная или направленная токовая ступенчатая защита не обеспечивает требуемых быстродействия и селективности, допускается предусматривать следующие защиты:

1) дистанционную защиту в простейшем исполнении;

2) поперечную дифференциальную токовую защиту (для сдвоенных кабельных линий);

3) продольную дифференциальную токовую защиту для коротких участков линий; при необходимости прокладки специального кабеля только для продольной дифференциальной защиты длина его должна быть не более 3 км.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Индигирской ГЭС, с плотиной высотой 74 м. на реке Индигирка, являющейся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая 1% ($Q_{1\%}$ = 4915 м^3/с) и поверочного 0,01% ($Q_{0,1\%}$ = 5899 м^3/с).

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Индигирской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составиляет 451 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 285,7 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет 7,31 км^3. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2086 млн. кВт·ч.

На втором 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 – 72,9 м;
- расчетный – 62,0 м;
- минимальный – 46,7 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 837 м^3/с.

Была выбрана турбина типа РО75−В−500. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с четырьмя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5 м.

Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-970/140-44ХЛ с номинальной активной мощностью 115 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ КРУЭ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства – "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ 200000/220-УХЛ1,
- трансформаторы собственных нужд ТСЛ-6000/15,75 УХЛ-1.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый аппаратный комплекс КАГ-20 производства компании ОАО «Электроаппарат», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

Также был рассмотрен и рассчитан обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Была запроектирована водосливная плотина на скальном основании. В состав напорного фронта входят:

- Глухая левобережная плотина длиной 254 м;

- Водосливная плотина + 2 глухие секции, длиной 167 м;
- Станционная плотина длиной 100 м;
- Глухая правобережная плотина длиной 220 м.
- Общая длина гидротехнического сооружения 741 м.

В ходе расчетов были определены следующие параметры:

- класс гидротехнического сооружения: II
- количество водосливных пролётов – 4, шириной 20 м;
- отметка гребня водослива ∇ГВ = 301 м;
- отметка гребня быка ∇ГБ = 315,4 м;
- ширина подошвы плотины по основанию 60,0 м;
- в качестве гасителя энергии потока был рассчитан носок-трамплин
- удельный расход на водосливе равен 57,75 $м^2/с$

Для полного или частичного опорожнения водохранилища и промыва наносов был предусмотрен донный водосброс.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,24 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина удовлетворяет условию прочности и устойчивости. Отсутствуют растягивающие напряжения. Наличие сжимающих напряжений, не превосходят пределов прочности на сжатие материала плотины – бетон В20.

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

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 16 коп/кВт ч;

– удельные капиталовложения – 24316 руб./кВт.

– срок окупаемости 7 лет 4 месяца.

Строительство Индигирской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.

2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.

3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: http://so-ups.ru/

4. 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.

5. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.

6. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.

7. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

9. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: http://www.transformator.com

10. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] //– Режим доступа: http://svel.ru/ru/catalog

11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

12. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

13. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

14. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: http://www.ea.spb.ru/

15. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

16. 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.

17. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

18. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.0482. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

19. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

20. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

21. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев: Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

22. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

23. 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.

24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

25. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

26. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

27. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др. ; под ред. Н.Д. Рогалёва. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ГРАФИКИ НАГРУЗОК

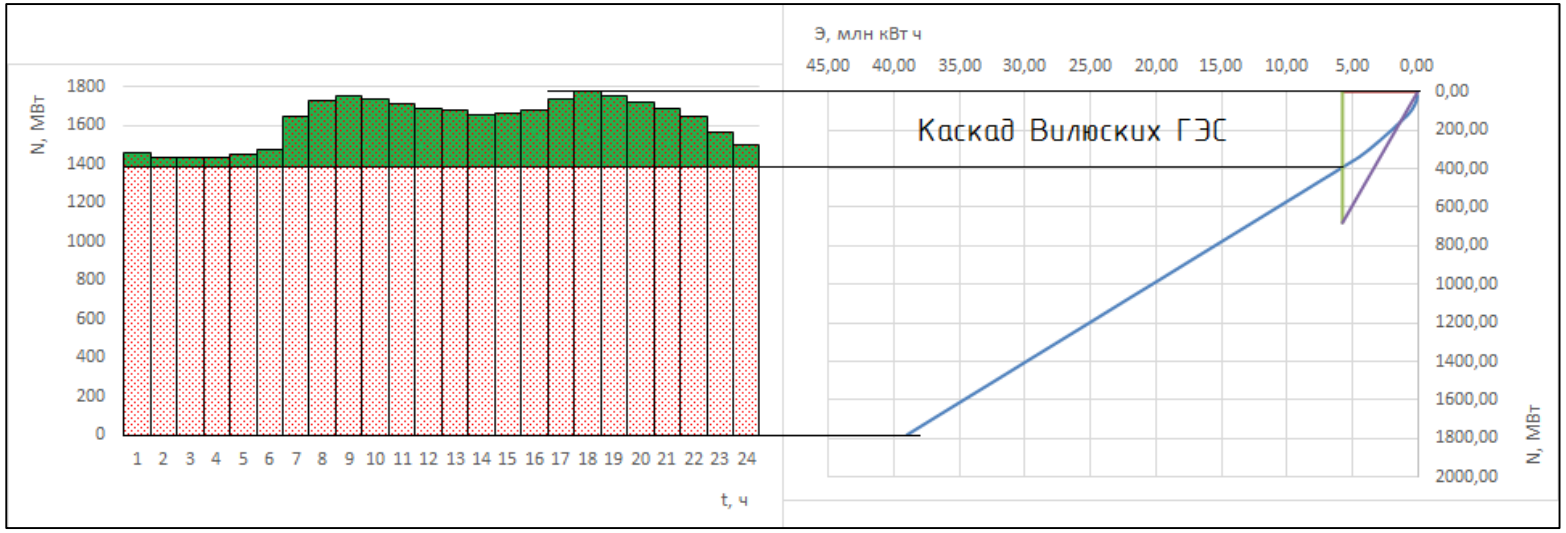


Рисунок А.1- Нагрузка РДУ и ИКН Якутии для **зимы**

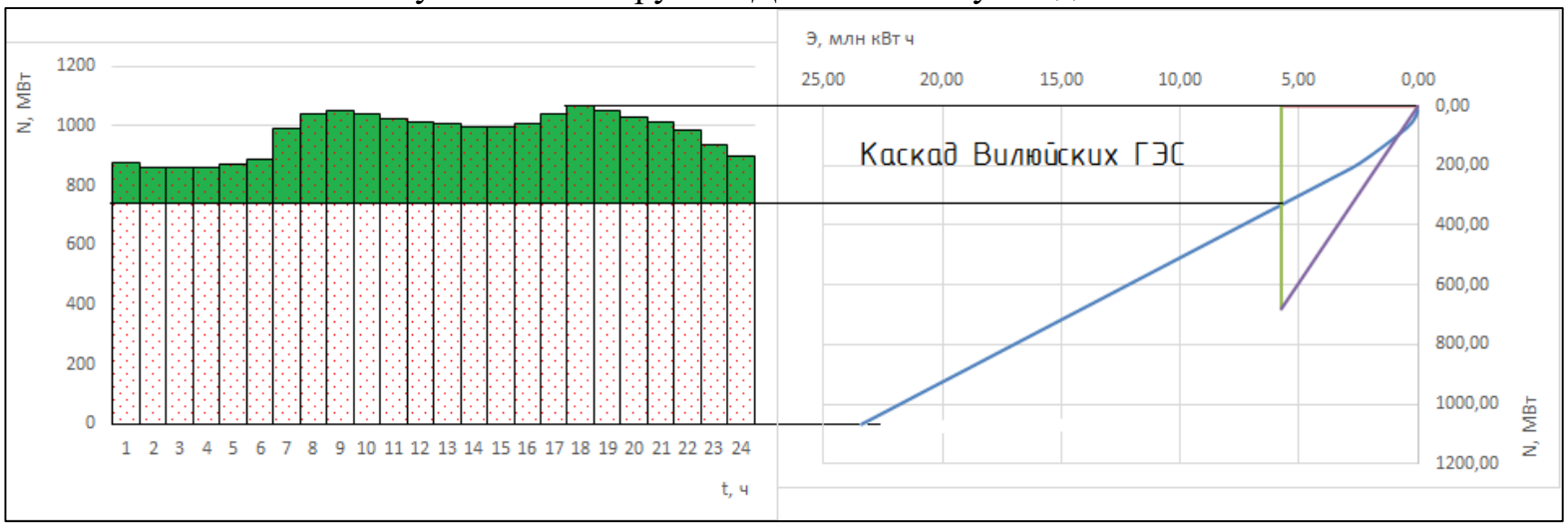
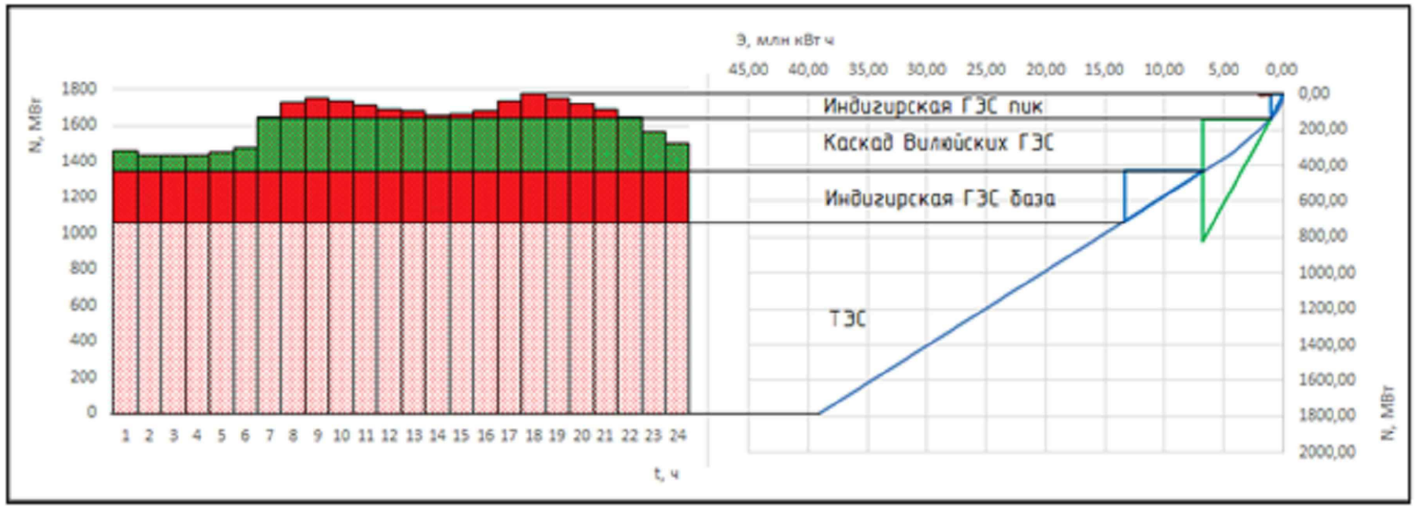
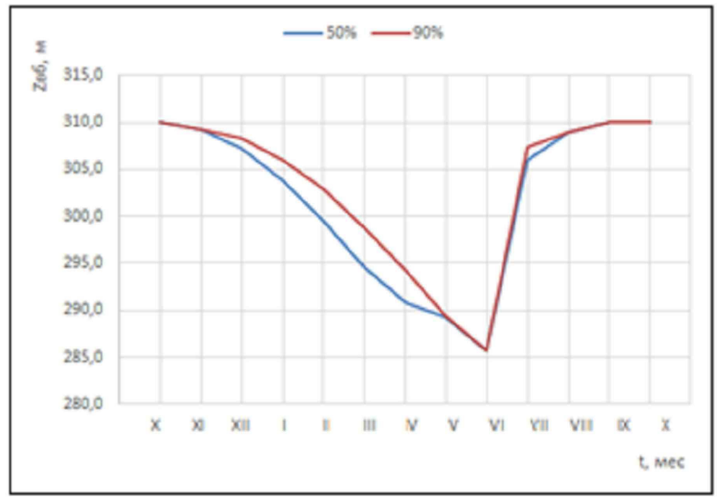


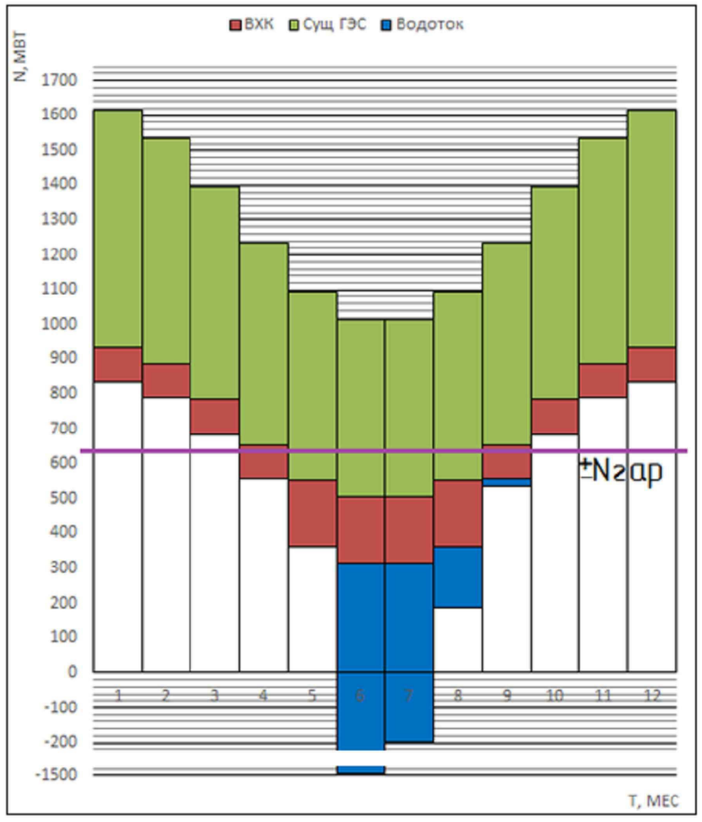
Рисунок А.2- Нагрузка РДУ и ИКН Якутии для **лета**

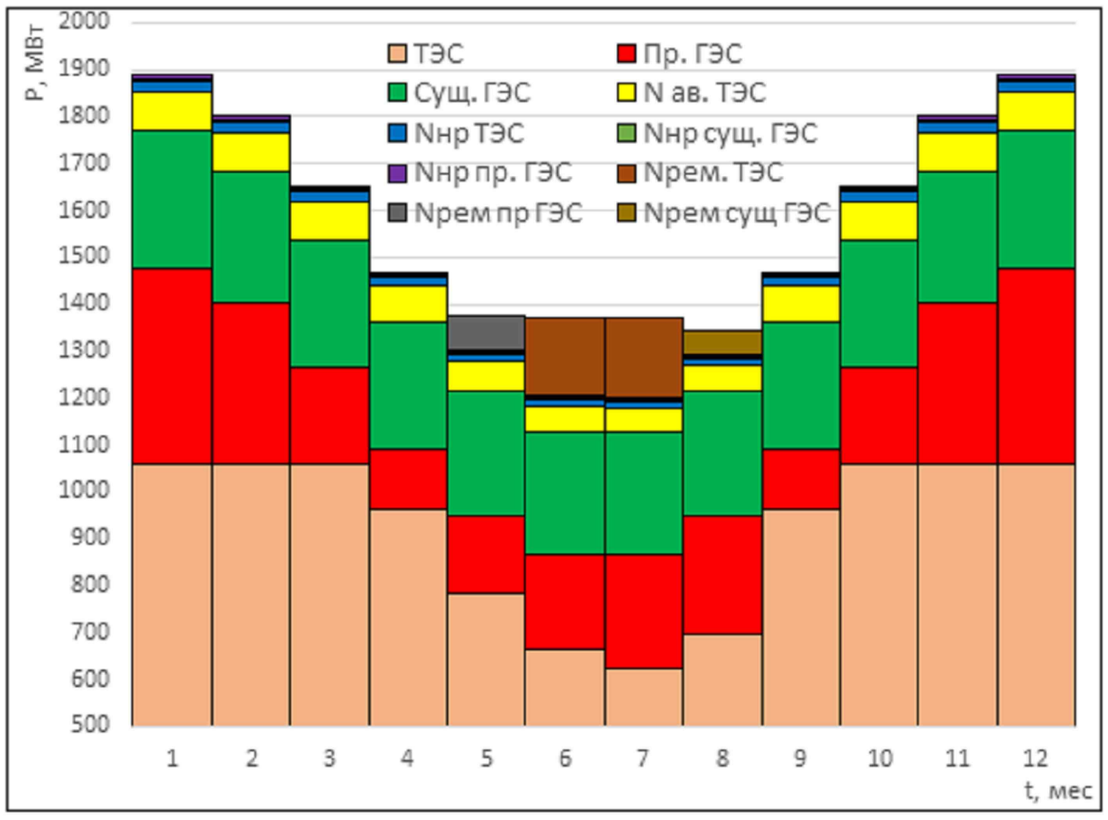
Индигирская ГЭС

Установленная мощность 451 МВт. Гарантированная мощность 315 МВт.
Среднемноголетняя выработка 2086 млн. кВт*ч. Отметка НПУ 310,0м.
Отметка УМО 285,7м. Полезный объем водохранилища 7,31 км^3



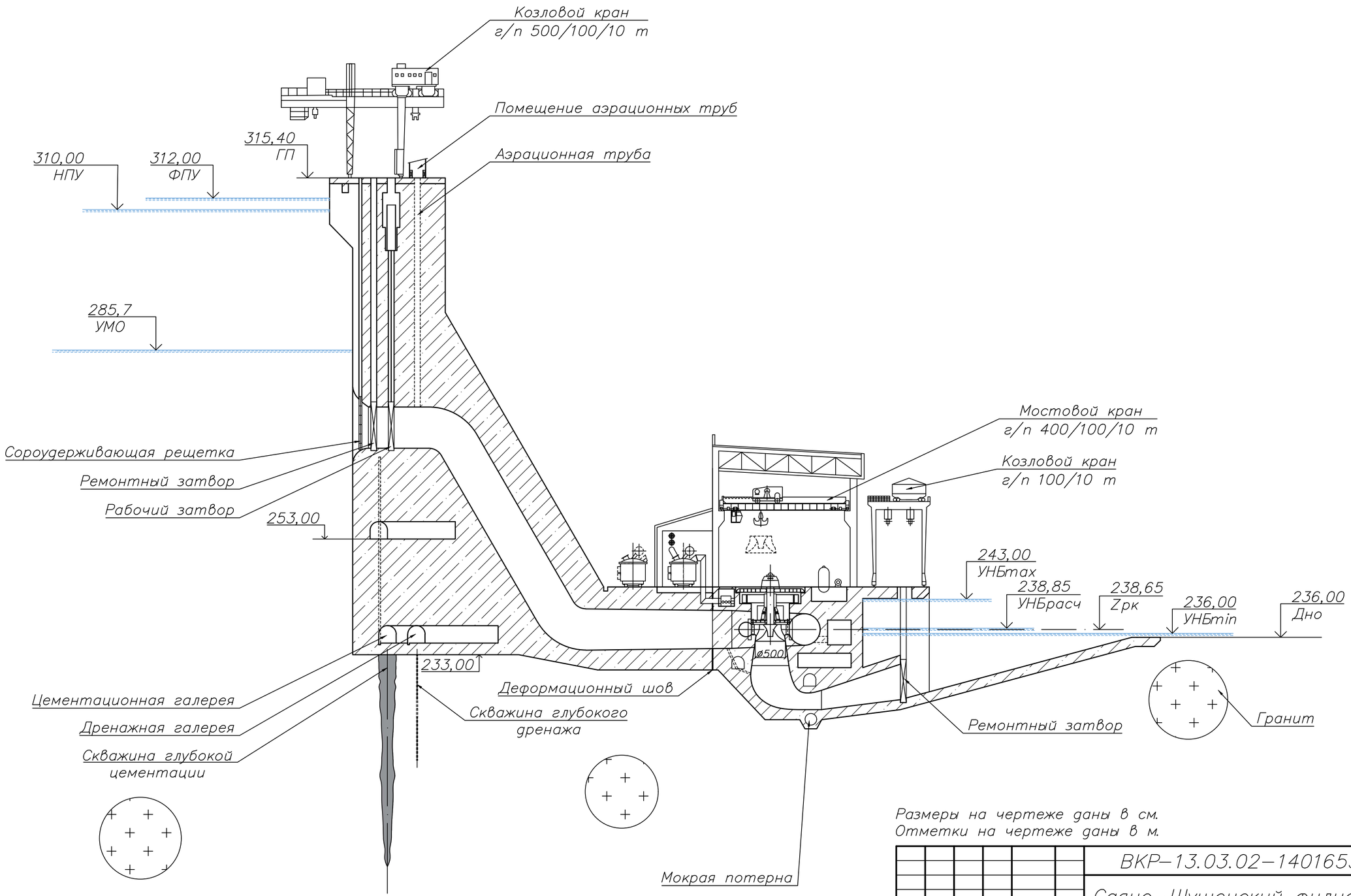






Поперечный разрез станционной части

Масштаб 1:500

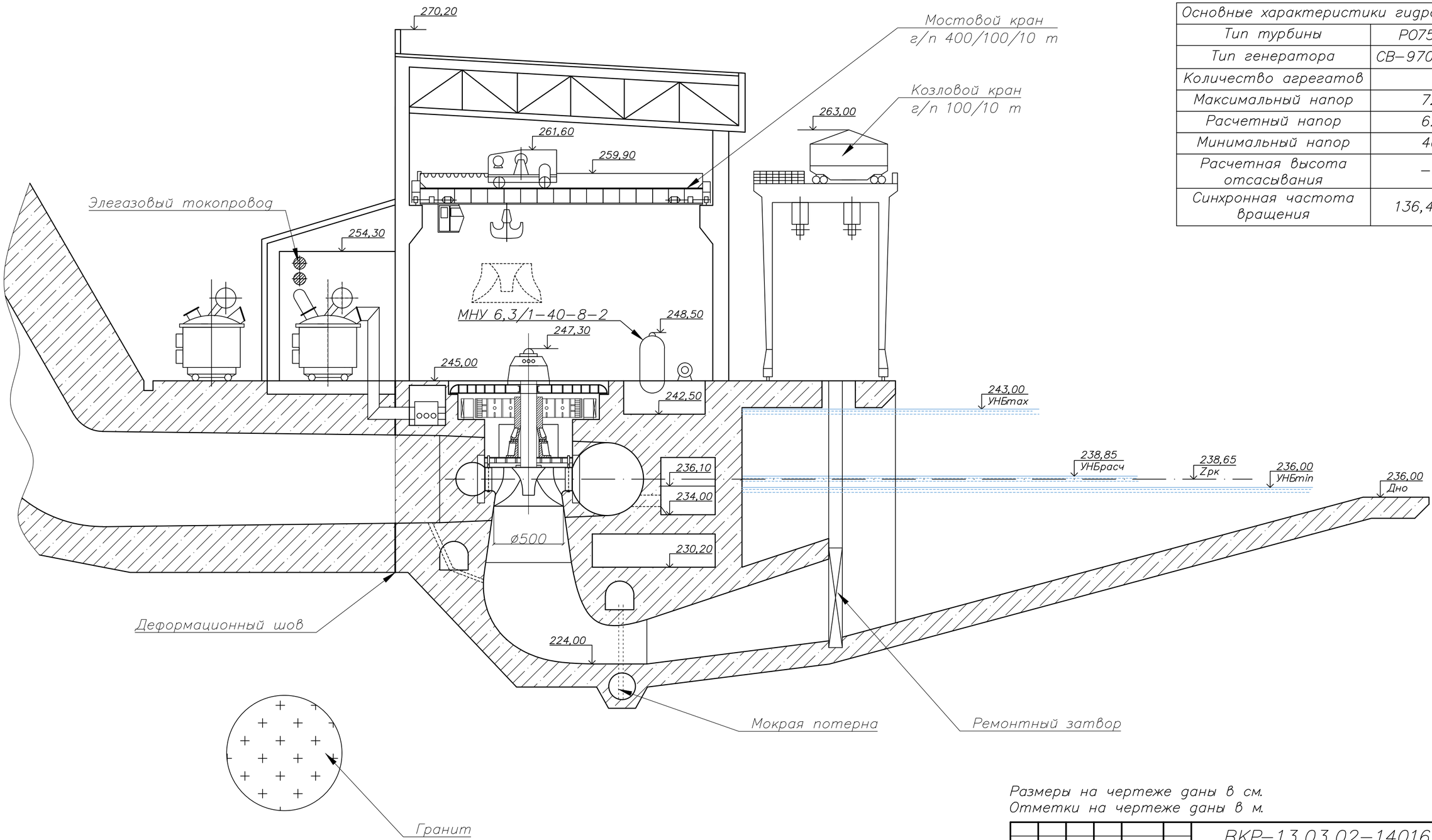


Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

						ВКР–13.03.02–1401653 ГР1	
						Саяно–Шушенский филиал СФУ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия: — / Лист: 2 / Листов: —
Провер.		Масленикова					
Т. контр.		Луференко					
Н. контр.						Поперечный разрез станционной части	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14–03Б, 2018 г
Утв.							

Поперечный разрез станционной части

Масштаб 1:200

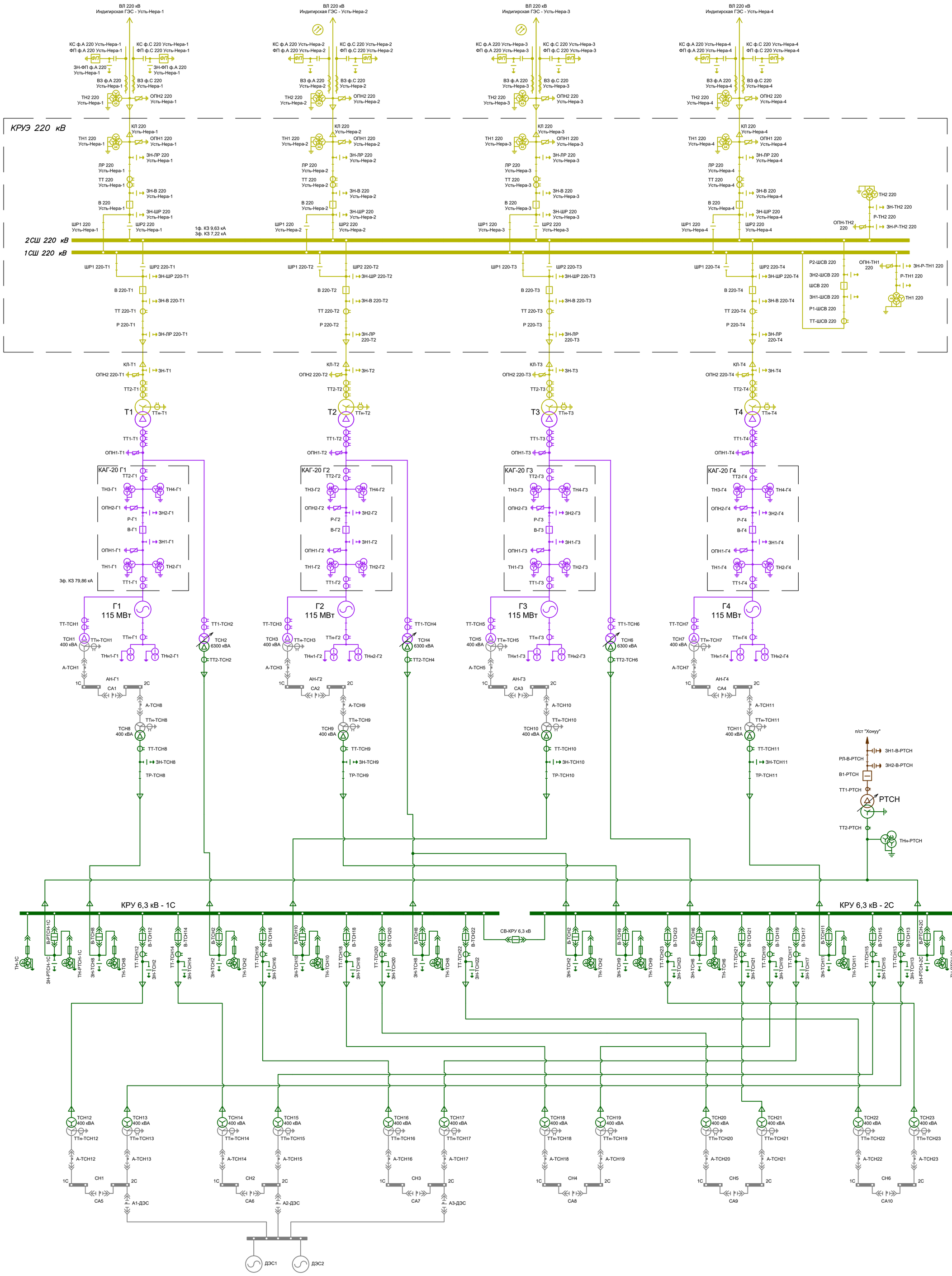


Основные характеристики гидроагрегатов	
Тип турбины	РО75-В-500
Тип генератора	СВ-970/140-44ХЛ
Количество агрегатов	4
Максимальный напор	72,9 м
Расчетный напор	62,0 м
Минимальный напор	46,7 м
Расчетная высота отсасывания	-0,2 м
Синхронная частота вращения	136,4 об/мин

Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВКР-13.03.02-1401653 ГР2		
						Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Масленикова						3	
Т. контр.		Луференко							
Н. контр.						Поперечный разрез станционной части и здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегата	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14-03Б, 2018 г	
Утв.								

Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Индигирская ГЭС – Усть–Нера N 1	ВЛ 220 кВ Индигирская ГЭС – Усть–Нера N 2	ВЛ 220 кВ Индигирская ГЭС – Усть–Нера N 3	ВЛ 220 кВ Индигирская ГЭС – Усть–Нера N 4
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

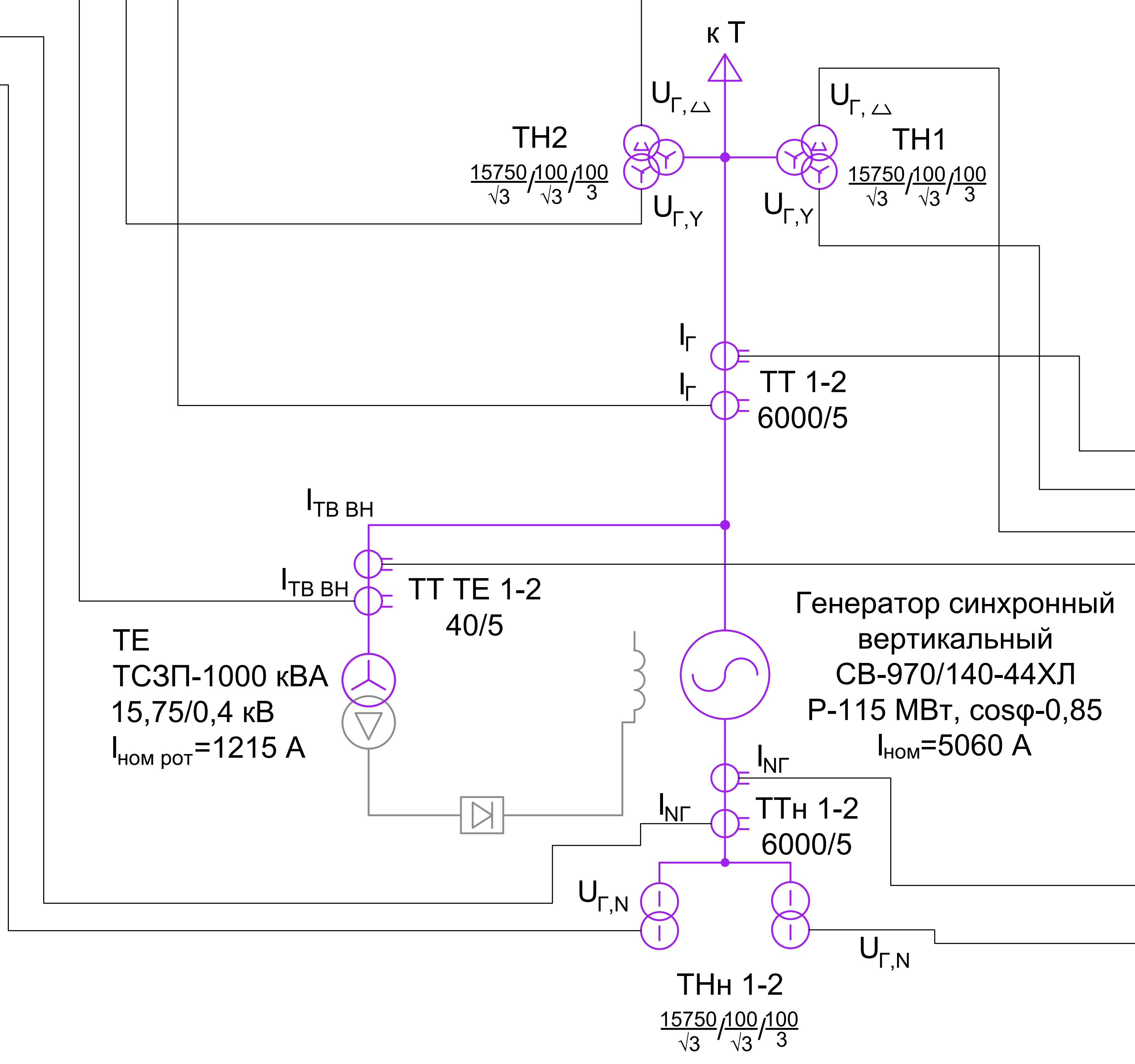


- Конденсатор связи 220/√3 кВ
- Фильтр присоединения 220-3,2/28-42
- Разъединитель однополюсный 220 кВ
- ВЗ-630-0,1 220 кВ
- Волоконно-оптическая линия связи
- Быстродействующий заземлитель 220 кВ; 50 кА
- Разъединитель 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- Быстродействующий заземлитель 220 кВ; 50 кА
- Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ; $\frac{220}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1;\ 0,2/0,2/3P$
- Трансформатор тока 220 кВ; 50 кА; 0,2S/0,2/5P
- Выключатель элегазовый 220 кВ; 50 кА
- Быстродействующий заземлитель 220 кВ; 50 кА
- Сборные шины 4000 А
- Разъединитель 220 кВ; 50 кА
- Заземлитель 220 кВ; 50 кА
- ОПН 220 кВ
- Трансформатор напряжения индуктивный 220 кВ; $\frac{220}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1;\ 0,2/0,2/3P$
- Трансформатор тока 220 кВ; 50 кА; 0,2S/0,2S/5P
- Выключатель элегазовый 220 кВ; 50 кА
- Заземлитель 220 кВ; 50 кА
- Разъединитель 220 кВ; 50 кА
- Заземлитель 220 кВ; 50 кА
- ОПН 220 кВ
- Трансформатор трёхфазный Т1, Т2, Т3, Т4 ТДЦ-200000/220/15,75 УХЛ1 200 МВА
  Uном=220/15,75 кВ
  Uк(вн-нн)=10,85%
  Трансформатор тока встроенный
  Ввод ВН: 5P/0,5S/0,5S-(1500/1)
  Ввод нейтрали: 10P/10P-(1000/1)
- Разъединитель вертикальный рубящего типа с 2 ЗН 20кВ; 8000 А; 125 кА
- Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЗН 20 кВ; 400 А; 40 кА
- Трансформатор собственных нужд ТСН2,ТСН4, ТСН6
  ТСЛ-6300/15,75 У3 6300 кВА
  Uном=15,75 кВ
  Uк(вн-нн)=6%
- Трансформатор собственных нужд ТСН1, ТСН3, ТСН5, ТСН7
  ТСЛ-400/15,75 400 кВА
  Uном=15,75 кВ
  Uк(вн-нн)=6%
- Трансформатор тока 16 кВ; 120 кА; 10P/0,5S/0,5
- ОПН 16кВ
- Трансформатор напряжения индуктивный 16 кВ; $\frac{16}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1;\ 0,2/0,2S/3P$
- Заземлитель 16 кВ; 120 кА
- Выключатель элегазовый 16 кВ; 90 кА
- Гидрогенератор
  СВ-970/140-44ХЛ
  144,8 МВА; 115 МВт; 15,75 кВ; 5060 А
- Разъединитель вертикальный рубящего типа с 1 ЗН 20 кВ; 400 А; 40 кА
- Трансформатор тока 6 кВ; 20кА; 10P/0,5S/0,5-(100/1)
- КРУ 6 кВ; 4000 А
- Трансформатор собственных нужд ТСН8-ТСН23
  ТСЛ-400/6,3 400 кВА
  Uном=6,3 кВ
  Uк(вн-нн)=4%
- Резервный трансформатор собственных нужд РТСН
  ТМН-6300/35/6 6300 кВА
  Uном=6,3 кВ
  Uк(вн-нн)=6%
- ДЭС1, ДЭС2 6,3 кВ; 500 кВт

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВКР–13.03.02–1401653 ЭС1		
						Саяно–Шушенский филиал СФУ		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия	Лист 6 / Листов
Провер.		Луференко						
Т. контр.		Луференко						
Н. контр.						Главная схема электрических соединений Индигирской ГЭС	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14–03Б, 2018 г	
Утв.								

Защиты: Наименование	Защиты: Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ
Продольная дифференциальная защита	IΔG			+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1								+	
		t_2							+		
		t_3		+	+	+					
	U_{03}	t		+	+	+					
ЗПН	U>	1 ступен	t_1	+	+						
		2 ступень	t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных К.З. и перегрузок	I_2	СО									
		ИО		+	+						
		ОТС I	t_1								+
			t_2	+	+			+			
			t_3	+	+						
Защита от симметричных К.З. и перегрузок	I_1	СО								+	
		ИО		+	+						
		ОТС I	t_1								+
			t_2	+	+			+			
			t_3	+	+						
ДЗ	Z<	1 ступень	t_1					+			
			t_2	+	+	+					
		2 ступень	t_1					+			
			t_2	+	+						+
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО								+	
		ПО		+	+						
		Отсечка		+	+						

ШЭ1110-900G (Система А)		
IΔG	$I_г$	Y
Z_1<, Z_2<, U_1<, U_2<, КИН	$U_{г,Y}$	Y
КИН Un(U_0)	$U_{г,\Delta}$	△
I>ТВ	$I_{ТВ\ ВН}$	Y
IΔG, I_2, I_2>, I_1, Z_1<, Z_2<	$I_{нг}$	Y
Un(U_0)	$U_{г,н}$	–



ШЭ1110-900G (Система В)		
Y	$I_г$	IΔG
Y	$U_{г,Y}$	Z_1<, Z_2<, U_1<, U_2<, КИН
△	$U_{г,\Delta}$	КИН Un(U_0)
Y	$I_{ТВ\ ВН}$	I>ТВ
Y	$I_{нг}$	IΔG, I_2, I_2>, I_1, Z_1<, Z_2<
–	$U_{г,н}$	Un(U_0)

Защиты: Наименование	Защиты: Обозначение		Уставки: Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	IΔG		Ток срабатывания, $I_{ср,0}$	0,15 $I_н$	0,63 А
			Коэффициент торможения, K_m	0,3000	–
			Уставка начального торможения, $I_{нm}$	0,5 $I_н$	2,1 А
			Тормозной ток, В	1,5 $I_н$	6,33 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–	6 В
		t_2	U_{02G}	–	10 В
		t_3	U_{0G}	–	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_m	1,1	–
ЗПН	U>	1 ступень	U_{CP1}	1,2$U_н$	120 В
		2 ступень	U_{CP2}	1,4$U_н$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных К.З. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2сигн}$	0,07$I_н$	0,3 А
		ПО	$I_{2пуск}$	0,15$I_н$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	0,96$I_н$	4,05 А
Защита от симметричных К.З. и перегрузок	I_1	СО	$I_{сигн}$	1,07$I_н$	4,5 А
		ПО	$I_{1пуск}$	1,1$I_н$	4,64 А
		ОТС	$U_{ср}$	–	66 В
ДЗ	Z<	1 ступень	Z_1	0,1	0,166 Ом
		2 ступень	Z_2	0,345	0,59 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P\ сигн}$	1,07$I_{ном.\ р}$	3,37 А
		ПО	$I_{P\ пуск}$	1,1$I_{ном.\ р}$	3,5 А
		Отсечка	$I_{P\ пуск}$	2,19$I_{ном.\ р}$	6,9 А

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Плетенкин				
Провер.					
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

БР-13.03.02-1401653 РЗиА

Саяно-Шушенский филиал СФУ

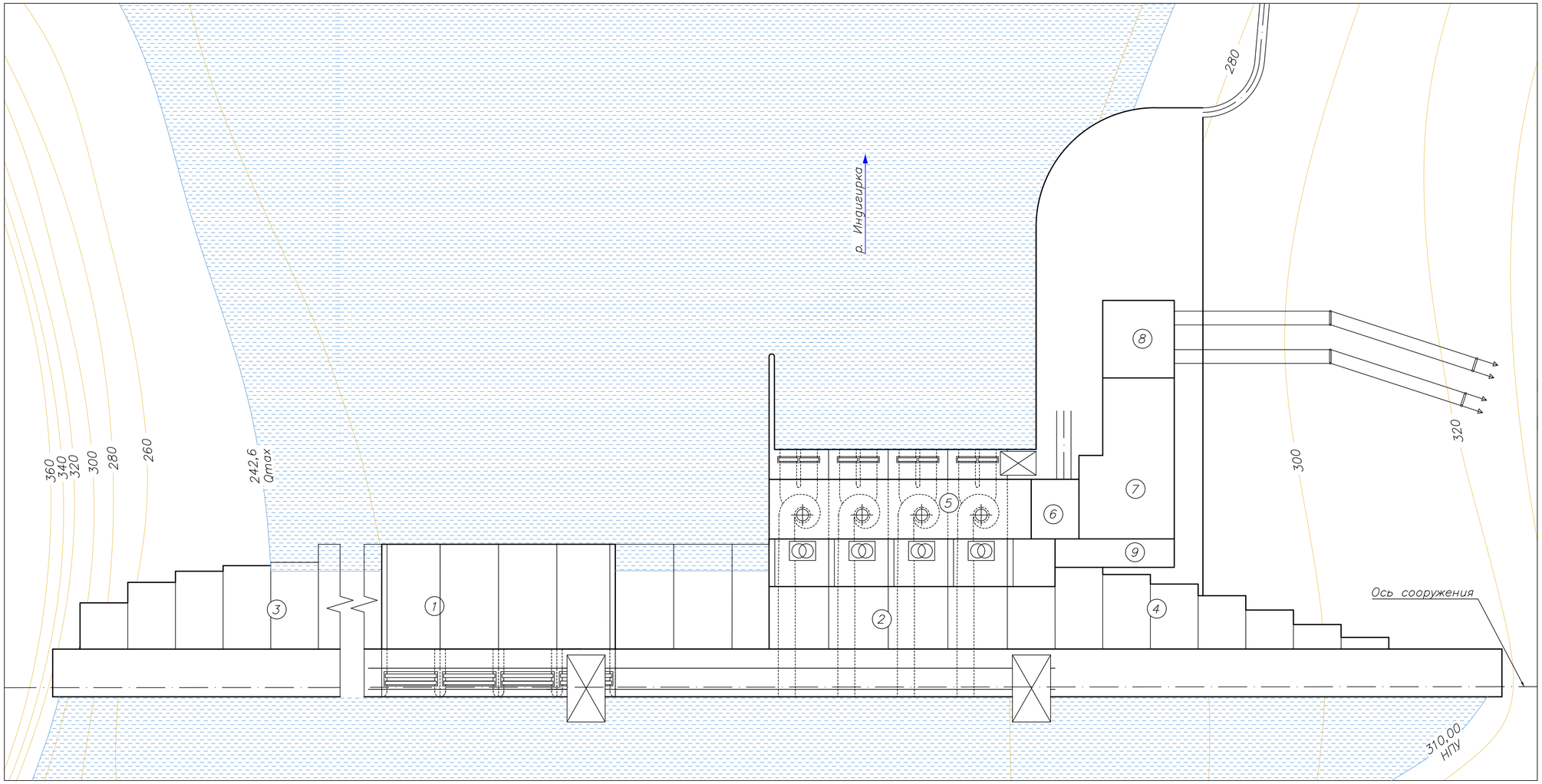
Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка

Стадия	Лист	Листов
	1	1

Защиты синхронного гидрогенератора СВ-970/140-44ХЛ

Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14-03Б, 2018 г

Формат А2



Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Бетонная водосбросная плотина
2	Станционная часть бетонной плотины
3	Глухая левобережная бетонная плотина
4	Глухая правобережная бетонная плотина
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	Служебно–производственный комплекс
8	Здание КРУЭ 220 кВ
9	Трансформаторная площадка

Условные обозначения

– Трансформатор

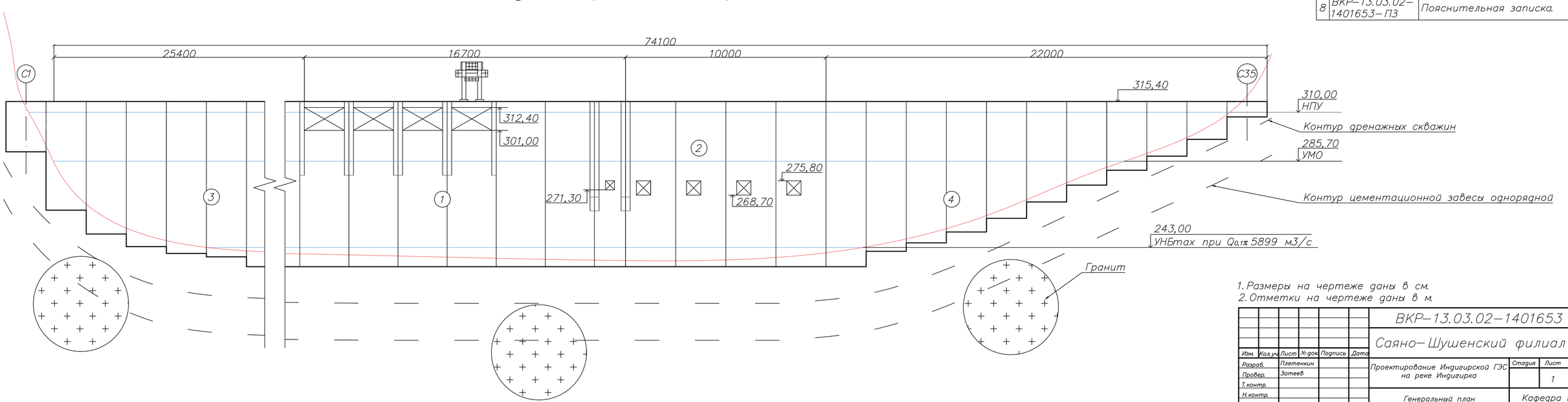
– Гидрогенератор

– Опора ЛЭП

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР–13.03.02–1401653–ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта.
2	ВКР–13.03.02–1401653–ГР1	Поперечный разрез станционной части.
3	ВКР–13.03.02–1401653–ГР2	Поперечный разрез станционной части и здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегата.
4	ВКР–13.03.02–1401653–ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине.
5	ВКР–13.03.02–1401653–РР	Эпюры напряжений и нагрузки действующие на водосливную плотину
6	ВКР–13.03.02–1401653–ЭС1	Главная схема электрических соединений. Элементы схемы. Схема собственных нужд.
7	ВКР–13.03.02–1401653–ЭС2	Релейная защита и автоматика
8	ВКР–13.03.02–1401653–ПЗ	Пояснительная записка.

Вид с верхнего бьефа

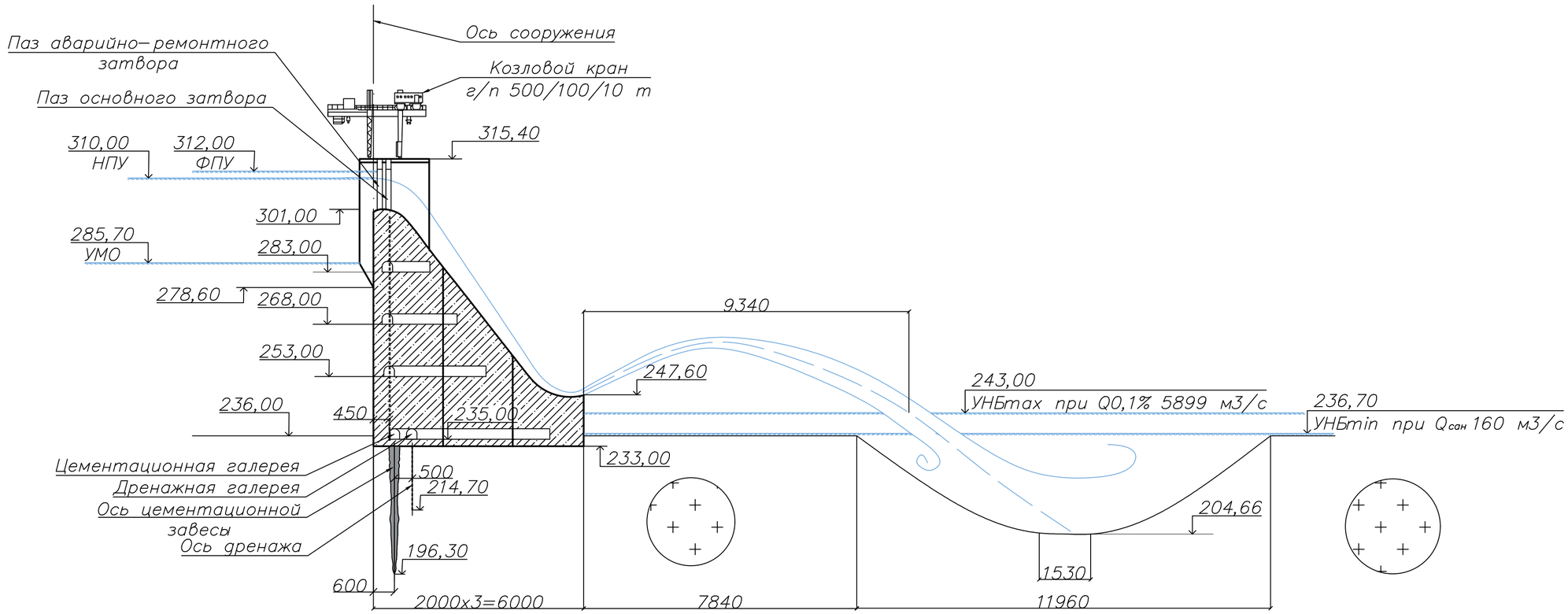


1. Размеры на чертеже даны в см.
2. Отметки на чертеже даны в м.

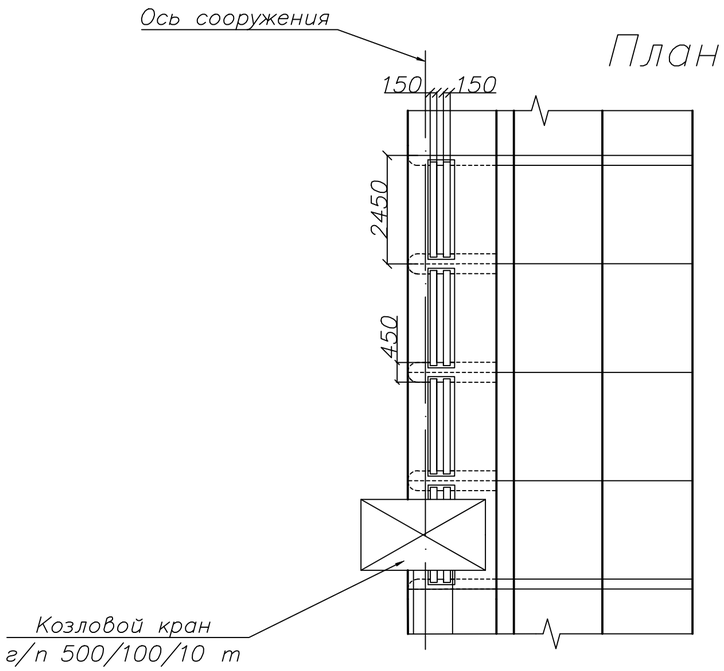
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВКР–13.03.02–1401653 ГП		
						Саяно–Шушенский филиал СФУ		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия	Лист 1 / Листов 8
Провер.		Затеев						
Т.контр.								
Н.контр.						Генеральный план Индигирской ГЭС	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14–03Б, 2018 г	
Утв.								

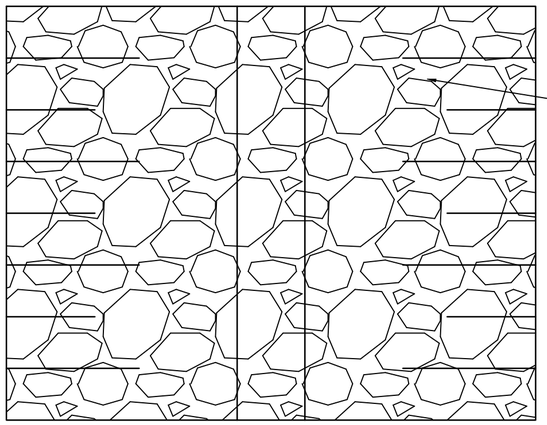
Поперечный разрез по водосливной плотине

Масштаб 1:1000



План водосливной плотины



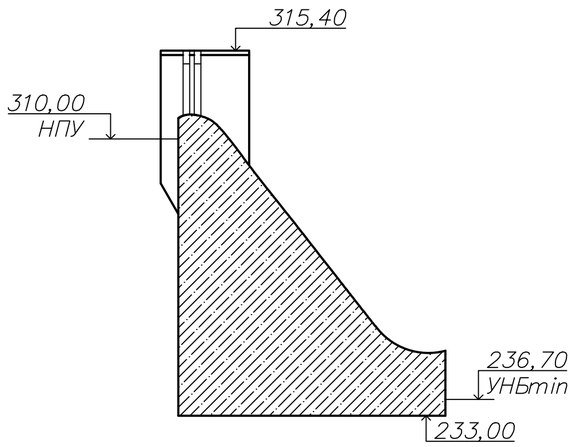


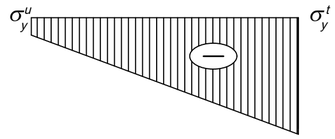
Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

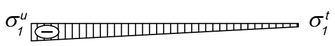
						ВКР-13.03.02-1401653 ГР3	
						Саяно-Шушенский филиал СФУ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия: — / Лист: 4 / Листов: —
Провер.		Затеев					
Т. контр.							
Н. контр.						Поперечный разрез по водосливной плотине	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14-03Б, 2018 г
Утв.							

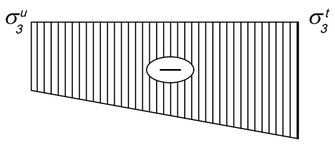
Нагрузки и воздействия (основное сочетание)

Эпюры напряжений по контакту скала–бетон, в 1мм 50 кПа

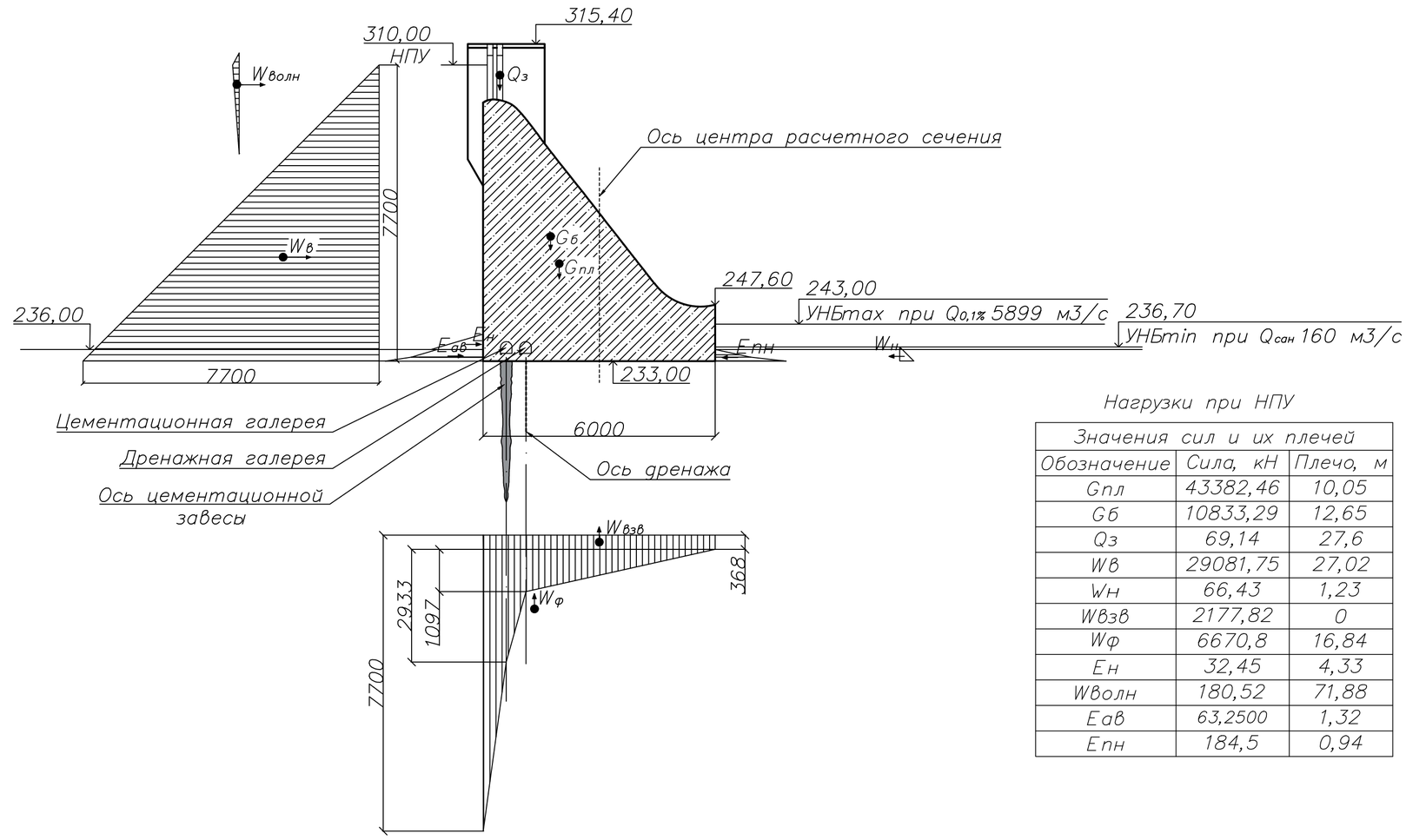








Условные обозначения	Напряжения, кПа	
	Напорная грань,(σ^u)	Низовая грань,(σ^t)
σ_1	−197,06	−36,80
σ_3	−770,00	−1317,48
σ_y	−197,06	−1317,48
σ_x	−770,00	−36,80
$\tau_{xy}=\tau_{yx}$	0,00	0,00



Нагрузки при НПУ

Значения сил и их плечей		
Обозначение	Сила, кН	Плечо, м
Gпл	43382,46	10,05
Gб	10833,29	12,65
Qз	69,14	27,6
Wв	29081,75	27,02
Wн	66,43	1,23
Wвзв	2177,82	0
Wф	6670,8	16,84
Ен	32,45	4,33
Wволн	180,52	71,88
Еав	63,2500	1,32
Епн	184,5	0,94

Размеры на чертеже даны в см.
Отметки на чертеже даны в м.

						ВКР–13.03.02–1401653 РР	
						Саяно–Шушенский филиал СФУ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Плетенкин				Проектирование Индигирской ГЭС на реке Индигирка	Стадия: / Лист: 5 / Листов:
Провер.		Затеев					
Т. контр.							
Н. контр.						Эпюры напряжений и нагрузки действующие на водосливную плотину	Кафедра ГГЭЭС, ГЭ14–03Б, 2018 г
Утв.							

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия
«08» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИНДИГИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИНДИГИРКА. КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ И КАБЕЛЕЙ, ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ, КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И ПОИСК ПОВРЕЖДЕНИЙ, СИСТЕМЫ ЗАЩИТ)

Руководитель _____ Заместитель главного инженера по эксплуатации филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» — В.В. Луференко
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник _____ 8.06.18 А.Д. Плетенкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018