

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГУССКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОДКАМЕННАЯ
ТУНГУСКА. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В СХЕМЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЗ МАГНИТОМЯГКОЙ
СТАЛИ
тема

Руководитель _____
подпись, дата

к.т.н. зав. кафедрой ГГЭЭС
должность

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

К.Р. Раменский
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тунгусской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. Целесообразность применения в схеме собственных нужд ГЭС трансформаторов из магнитомягкой стали».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Тунгусской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия.....	13
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	20
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	21
2.5 Определение типа регулирования ГЭС	22
2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	23
2.7 Баланс энергии	24
2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году.....	25
2.9 Определение рабочих мощностей ГЭС	25
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	27
2.11 Баланс мощностей	28
2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	29
2.13 Построение режимного поля	30
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	32
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	32
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	32
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	32
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	37
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	39
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	43
3.5.1 Расчёт вала на прочность	43
3.5.2 Расчёт подшипника.....	44
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки	45
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	45
4 Электрическая часть	46

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	46
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	47
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	47
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	47
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	48
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд.....	49
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	50
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	51
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	52
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	53
4.6.1	Расчёт исходных данных	53
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	54
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	55
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	56
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	56
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	56
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	57
4.9	Выбор параметров КРУЭ.....	57
5	Устройства релейной защиты и автоматики.....	59
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	59
5.2	Перечень защит основного оборудования	59
5.3	Расчёт номинальных токов	61
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	61
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	61
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	64
5.4.3	Защита от повышения напряжения	66
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	66
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	69
5.4.6	Дистанционная защита генератора	71
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	75
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	76
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	77
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	79
6.1	Назначение класса ГТС	79
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	79
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	79
6.2.2	Гидравлические расчёты	81

6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	89
6.3	Конструирование плотины	90
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	90
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	91
6.3.3	Быки	92
6.3.4	Устой	92
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	92
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	92
6.4	Основные элементы плотины.....	93
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура	93
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	94
6.5.1	Водобой	94
6.5.2	Рисберма и ковш	94
6.6	Фильтрационные расчёты подземного контура	95
6.7	Определение надёжности и безопасности бетонной плотины.....	96
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	96
6.7.2	Оценка прочности плотины	100
6.7.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	102
6.7.4	Обоснование устойчивости плотины.....	103
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	104
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
7.2	Пожарная безопасность.....	105
7.3	Охрана труда	106
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тунгусского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	108
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	108
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	110
7.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	112
7.4.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	113
7.4.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	113
8	Технико-экономические показатели	116
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	116
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	116
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	117
8.1.3	Налоговые расходы	120
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	121
8.3	Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта	122
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	122
8.4.1	Методология, исходные данные.....	122
8.4.2	Коммерческая эффективность.....	123

8.4.3 Бюджетная эффективность	123
8.5 Анализ чувствительности	124
9 Целесообразность применения в схеме собственных нужд ГЭС трансформаторов из магнитомягкой стали	127
9.1 Общие сведения	127
9.2 Характеристики аморфного сплава.....	128
9.3 Особенности конструкции трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали.....	131
9.4 Потери холостого хода силовых трансформаторов по данным Metglas .	131
9.5 Сравнительный расчёт потерь холостого хода трансформаторов	133
9.6 Техничко-экономический расчёт	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....	161
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономические показатели	166

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчёт за счёт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Автономный Эвенкийский округ так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 7% от общего потребления. Потребление электроэнергии в округе в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Регион богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии.

Этот регион также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал еще не использовался.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данной работе рассмотрен проект Тунгусской ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Тунгусской ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяцы – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{ м}^3/\text{с}$
1	2	1962	1356	1962	3945	1964	589
2	4	1984	1330	1984	3927	1975	511
3	6	1976	1302	1960	3866	1945	493
4	8	1964	1195	1976	3823	1962	493
5	10	1960	1170	1989	3582	1984	465
6	12	1950	1119	1982	3581	1976	461
7	14	1948	1116	1969	3576	1967	426
8	16	1989	1107	1948	3554	1986	418
9	18	1969	1100	1950	3395	1985	405
10	20	1979	1093	1983	3288	1954	398
11	22	1975	1086	1979	3266	1966	396
12	24	1945	1079	1942	3203	1959	390
13	25	1982	1076	1961	3097	1944	389
14	27	1942	1037	1956	3071	1952	375
15	29	1983	1013	1964	3013	1957	373
16	31	1961	982	1972	2946	1963	371
17	33	1978	979	1978	2945	1979	369
18	35	1965	976	1965	2859	1971	367
19	37	1972	971	1945	2840	1981	363
20	39	1963	968	1980	2821	1950	361
21	41	1943	964	1975	2813	1943	357
22	43	1956	963	1943	2784	1953	352
23	45	1971	923	1941	2775	1965	349

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
24	47	1940	916	1963	2762	1955	347
25	49	1947	904	1947	2760	1946	339
26	51	1967	904	1940	2712	1949	335
27	53	1941	903	1968	2690	1958	325
28	55	1986	897	1951	2664	1978	323
29	57	1980	891	1971	2592	1940	318
30	59	1953	884	1987	2591	1942	315
31	61	1951	881	1974	2496	1972	313
32	63	1957	874	1953	2482	1970	309
33	65	1968	874	1958	2458	1948	304
34	67	1966	866	1973	2450	1987	290
35	69	1987	865	1957	2380	1977	287
36	71	1958	858	1949	2358	1947	286
37	73	1985	858	1967	2340	1951	286
38	75	1952	852	1986	2334	1988	285
39	76	1954	851	1981	2297	1989	282
40	78	1981	847	1952	2282	1974	279
41	80	1949	841	1966	2278	1941	278
42	82	1974	833	1985	2218	1961	276
43	84	1973	816	1954	2210	1969	274
44	86	1959	791	1959	1997	1973	272
45	88	1955	715	1988	1975	1960	271
46	90	1988	707	1970	1849	1968	269
47	92	1970	694	1955	1821	1956	260
48	94	1944	685	1944	1575	1983	255
49	96	1977	555	1977	1359	1980	247
50	98	1946	530	1946	1104	1982	241

Выбор расчётного средневодного года ($P = 50\%$).

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1947 и 1967 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $2736 \text{ м}^3/\text{с}$ – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $337 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения для 1947 года:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{П}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{П} 1947}} = \frac{2736}{2760} = 0,99. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1947}} = \frac{337}{286} = 1,18. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1967 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1967}} = \frac{2736}{2340} = 1,17. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1967}} = \frac{337}{426} = 0,79. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1947 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 0,99$, $K_{\text{М}} = 1,03$. Результаты расчётов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1947 г. ($P = 50\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1947	187	199	193	202	3819	3375	1135	471	406	400	247	220	904
$k_{\text{прив.}}$	220	234	227	238	3786	3346	1125	555	478	471	291	259	936
$k_{\text{коррект.}}$	156	169	199	235	3781	3341	1124	612	609	226	222	178	904

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$).

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1988 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 1975 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 285 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1988}} = \frac{1849}{1975} = 0,94. \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1988}} = \frac{269}{285} = 0,95. \quad (2.7)$$

Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Расходы данной обеспеченности представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1988 г. ($P = 90\%$), м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1988	151	162	187	219	2962	2325	688	586	600	218	215	173	707

Для наглядности в таблице 2.4 приведено сравнение расходов средневодного и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, м³/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}$ – $Q_{90\%}$	5	7	12	16	819	1016	436	26	9	8	7	5

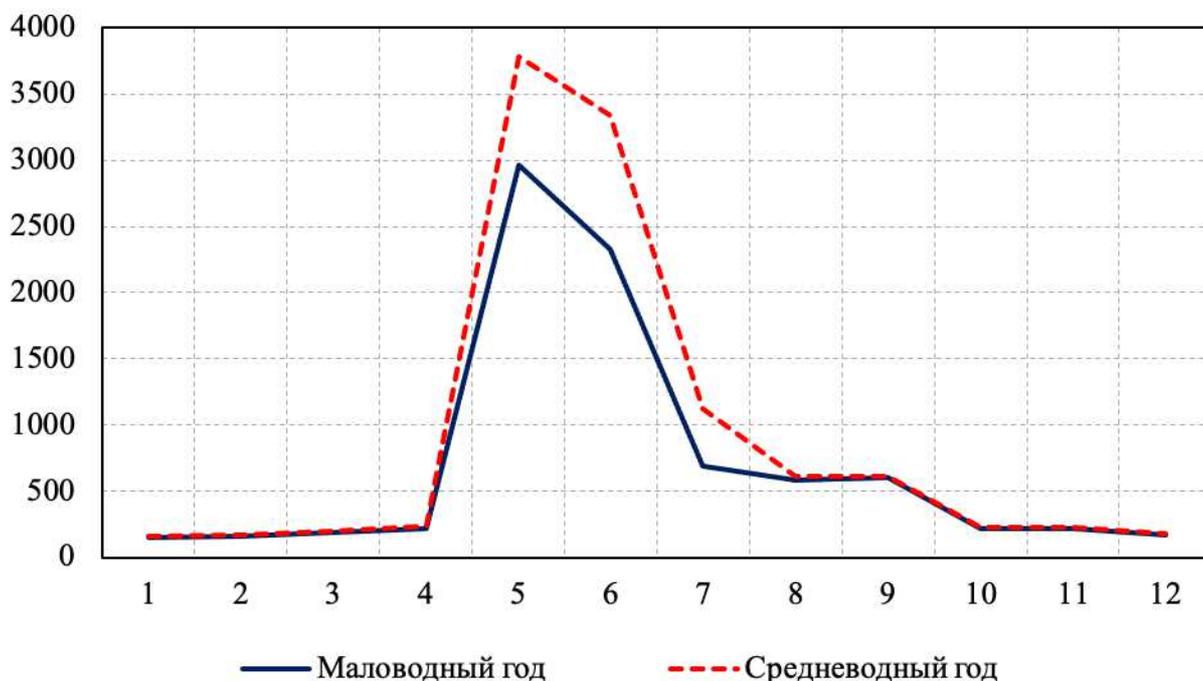


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы и числа часов использования её годового максимума нагрузки (таблица 2.5), по справочным данным определены коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и зимнего $\beta_{сут}^з$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_t^л$.

Таблица 2.5 – Максимумы нагрузки энергосистемы

Зима		Лето	
P_c^{max}	$\beta_{сут}^з$	P_c^{max}	$\beta_{сут}^л$
750	0,83	480	0,85

Для построения суточных графиков нагрузки изолированной энергосистемы использованы следующие формулы:

$$P_t^з = P_c^{max}(\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з). \quad (2.8)$$

$$P_t^л = P_c^{max}(\alpha_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л). \quad (2.9)$$

Коэффициенты $\alpha_t^3, b_t^3, \alpha_t^l, b_t^l$ приведены в таблице 2.6, а коэффициенты $\beta_{сут}^3, \beta_{сут}^l$ вычисляются по графику, представленному на рисунке 2.2.

Таблица 2.6 – Данные для построения суточных графиков нагрузки энергосистемы

Время МСК	Зима		Лето		P_t^3	P_t^l
	α_t^3	b_t^3	α_t^l	b_t^l		
1	2,04	-1,03	1,86	-0,84	497	356
2	2,28	-1,27	2,06	-1,04	467	341
3	2,3	-1,3	2,15	-1,14	457	330
4	2,3	-1,33	2,25	-1,25	434	318
5	2,3	-1,3	2,34	-1,33	457	316
6	2,34	-1,32	2,19	-1,2	467	318
7	2,36	-1,3	2,06	-1,07	494	327
8	1,55	-0,55	1,5	-0,505	552	370
9	0,84	0,16	0,85	0,15	643	419
10	0,16	0,834	0,163	0,84	725	470
11	0,195	0,79	0	1	714	480
12	0,292	0,68	0,26	0,742	692	462
13	0,455	0,5	0,49	0,508	658	444
14	0,39	0,575	0,39	0,611	674	452
15	0,29	0,697	0,26	0,742	703	462
16	0,33	0,641	0,39	0,666	686	479
17	0,454	0,53	0,62	0,38	680	435
18	0,098	0,9	0,39	0,6	736	447
19	0	1	0,49	0,508	750	444
20	0,162	0,84	0,62	0,38	731	435
21	0,24	0,742	0,6	0,313	706	395
22	0,29	0,707	0,62	0,39	711	440
23	0,78	0,22	0,75	0,26	651	431
24	0,85	0,1	0,84	0,125	604	403
Среднее значение мощности за сутки					620	407

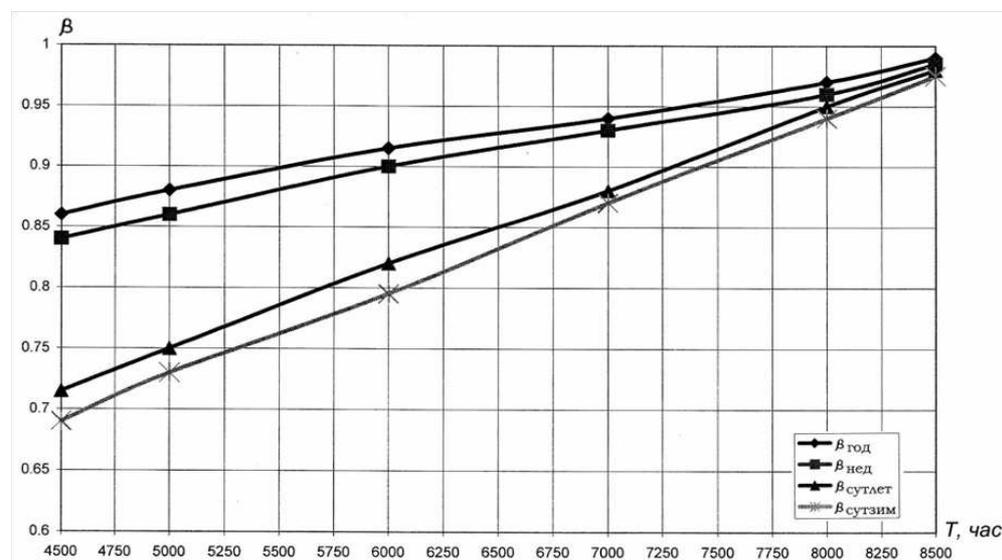


Рисунок 2.2 – Показатели графиков нагрузки энергосистемы для района север (66-58° северной широты)

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль, и т.д.);

a, b – коэффициенты, для определения которых используются следующие формулы:

$$a, b = \frac{P_{зима}^{max} \pm P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.11)$$

$$a, b = \frac{P'_{зима} \pm P'_{лето}}{2}. \quad (2.12)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.13)$$

Вычислены коэффициенты для максимальных нагрузок:

$$a = \frac{750+480}{2} = 615.$$

$$b = \frac{750-480}{2} = 135.$$

Для средних нагрузок:

$$a = \frac{620+407}{2} = 514.$$

$$b = \frac{620-407}{2} = 107.$$

Результаты вычислений представлены в таблице 2.7. По результатам вычислений построены годовые графики максимальной и среднемесячных нагрузок энергосистемы (рисунок 2.3).

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
1	15	0,261799388	0,965925826	745	617
2	45	0,785398163	0,707106781	710	589
3	75	1,308996939	0,258819045	650	541
4	105	1,832595715	-0,258819045	580	486
5	135	2,35619449	-0,707106781	520	438
6	165	2,879793266	-0,965925826	485	411
7	195	3,403392041	-0,965925826	485	411
8	225	3,926990817	-0,707106781	520	438
9	255	4,450589593	-0,258819045	580	486
10	285	4,974188368	0,258819045	650	541
11	315	5,497787144	0,707106781	710	589
12	345	6,021385919	0,965925826	745	617

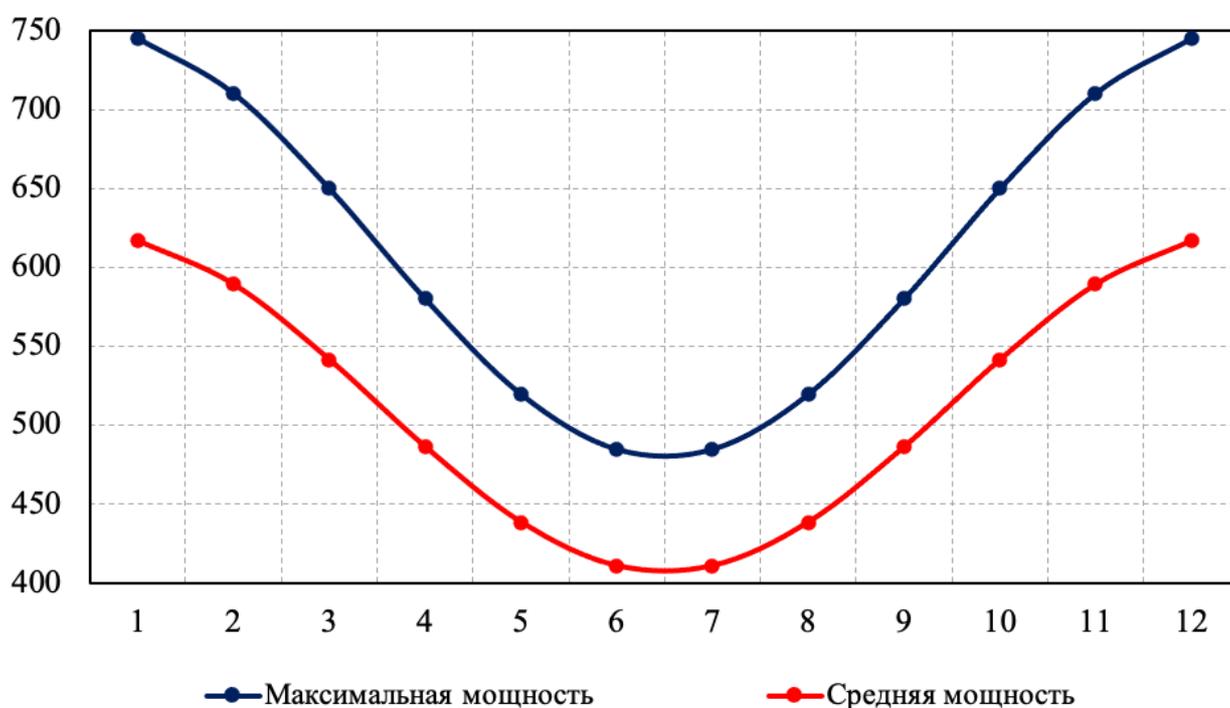


Рисунок 2.3 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Богучанской ГЭС (8%), данные по которой представлены выше.

Для размещения существующих станций на ИКН, найдена среднесуточная выработка каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы.

Тогда среднесуточная выработка Богучанской ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = 0,08 \cdot \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.14)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = 0,08 \cdot \frac{17600}{365} \cdot 1,2 = 4,629 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом.

Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций $N_{\text{уст}} = 240 \text{ МВт}$.

Для дальнейшего построения баланса энергии рассчитаны среднесуточные мощности для всех месяцев года.

Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.15)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{4,629}{24} \cdot 1000 = 193 \text{ МВт}.$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}$, млн. кВт · ч	4,629	4,436	4,243	3,858	3,279	3,086	3,086	3,279	3,858	4,243	4,436	4,629
$N_{\text{ср.сут.}}$, МВт	193	185	177	161	137	129	129	137	161	177	185	193

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.16)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 12,6 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{12,6 \cdot 10^9}{940 \cdot 31536000} = 0,42.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;
 $Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.
 Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.18)$$

где k_N – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;
 $H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	128	139	164	196	2911	2118	830	601	552	195	192	150
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	77,80	77,91	78,16	78,45	84,97	82,72	80,55	79,75	79,55	78,45	78,42	78,02
$H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$	27,90	27,79	27,54	27,25	20,73	22,98	25,15	25,95	26,15	27,25	27,28	27,68
$N_{\text{быт.}}, \text{ МВт}$	31	34	40	47	531	428	184	137	127	47	46	37

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.19)$$

где $Q_{ВХК}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Полученные значения сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	400	400	400	400	400	520	520	520	520	400	400	400
$Z_{ВБ}, \text{м}$	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
$Z_{НБ}, \text{м}$	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	79,41	79,41	79,41	79,41	80,00	80,00	80,00
$H_{ГЭС}, \text{м}$	25,70	25,70	25,70	25,70	25,70	26,29	26,29	26,29	26,29	25,70	25,70	25,70
$N_{ВХК}, \text{МВт}$	90	90	90	90	90	120	120	120	120	90	90	90

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность. Результаты приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{быт.}, \text{МВт}$	31	34	40	47	531	428	184	137	127	47	46	37
$N_{ВХК}, \text{МВт}$	90	90	90	90	90	120	120	120	120	90	90	90
$N_{быт.} - N_{ВХК}, \text{МВт}$	-59	-56	-51	-44	440	308	63	17	7	-44	-44	-54

$$N_{изб.} = 483 \text{ МВт.}$$

2.7 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС.

Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК.

В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС.

Баланс энергии представлен на рисунке А.1 (приложение А).

2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.20)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.22)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.23)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.24)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.25)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.26)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.27)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице А.1 (приложение А), однако он не является верным, так как водохранилище наполнилось выше отметки НПУ. Следовательно, опущена линия гарантированной мощности и проведён подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице А.2 (приложение А).

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.9 Определение рабочих мощностей ГЭС

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.28)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.29)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.30)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.31)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.32)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полу пик графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу 2.12, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках А.2 – А.13 (приложение А).

Таблица 2.12 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	197	177	138	98	78	106	109	110	110	138	177	197
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	4,731	4,247	3,306	2,350	1,867	2,541	2,624	2,641	2,649	3,304	4,249	4,728
$N_{\text{баз.}}$, МВт	37	36	36	36	40	58	60	60	60	43	41	39
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	0,898	0,867	0,854	0,866	0,950	1,383	1,428	1,438	1,442	1,027	0,978	0,937
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	3,833	3,381	2,452	1,484	0,917	1,159	1,195	1,202	1,207	2,277	3,270	3,791
$N_{\text{пик.}}$, МВт	244	222	143	102	76	90	89	94	95	157	214	242
$N_{\text{раб.}}$, МВт	281	258	179	138	116	148	149	154	155	200	255	281

2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.33)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 3 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.34)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,03 = 745 \cdot 0,03 = 23 \text{ МВт.} \quad (2.35)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 9 \text{ МВт;}$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 7 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.сущ.ТЭС}} = 7 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,1 = 745 \cdot 0,1 = 75 \text{ МВт.} \quad (2.36)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{234}{6} = 39 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{281}{6} = 47 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.38)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{230}{6} = 39 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.39)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 281 + 9 = 290 \text{ МВт.}$$

2.11 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.10 и сведены в таблицу 2.13, баланс мощностей изображен на рисунке А.14 (приложение А).

Таблица 2.13 – Распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	745	23	75	234	7	0	281	9	0	230	7	75	0
II	710	22	71	222	7	0	258	8	0	230	7	71	0
III	650	20	65	241	7	0	179	5	0	230	7	65	0
IV	580	18	58	212	6	0	138	4	0	230	7	58	0
V	520	16	52	180	5	0	116	3	0	224	7	52	0
VI	485	14	48	160	5	0	148	4	0	177	5	48	19
VII	485	14	48	163	5	0	149	4	0	173	5	48	19
VIII	520	16	52	171	5	0	154	5	47	195	6	52	0
IX	580	18	58	203	6	39	155	5	0	222	7	58	0
X	650	20	65	220	7	0	200	6	0	230	7	65	0
XI	710	22	71	226	7	0	255	8	0	230	7	71	0
XII	745	23	75	234	7	0	281	9	0	230	7	75	0

2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.8.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

- 1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году (таблица А.3);
- 2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года (таблица А.4).

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 122,89$ млн. кВт · ч. При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 123,59$ млн. кВт · ч.

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по отметкам, принятым в маловодном году ($\mathcal{E} = 123,59$ млн. кВт · ч).

На рисунке 2.4 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и среднем по водности году.

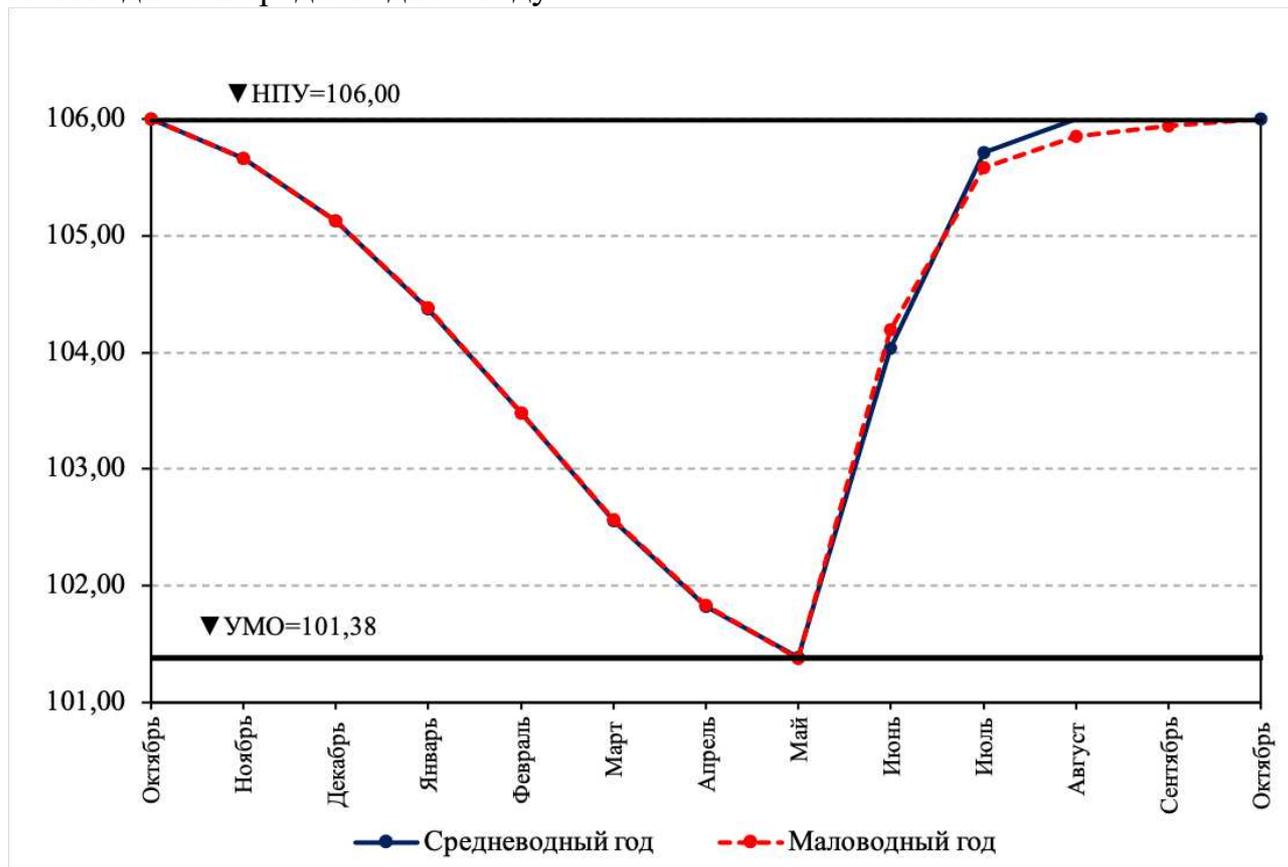


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и среднем по водности году

2.13 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.40)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.41)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}} \quad (2.42)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке А.15 (приложение А). Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$\nabla\text{НПУ}, \text{ м}$	$\nabla\text{УМО}, \text{ м}$	$H_p, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	0,00	29,39	24,76	26,87	23,90	1378	21,1	1560	0	200
200	77,72	27,98	23,36	25,46	23,81	1383	21	1556	5	200
400	78,85	26,85	22,23	24,33	23,72	1389	20,9	1553	10	200
600	79,75	25,95	21,33	23,43	23,63	1394	20,8	1549	15	200
800	80,46	25,24	20,61	22,72	23,54	1399	20,7	1545	20	200
1000	81,03	24,67	20,05	22,15	23,45	1405	20,6	1541	25	200
1200	81,48	24,22	19,60	21,70	23,36	1410	20,5	1538	28	200
1400	81,84	23,86	19,23	21,34	23,27	1416	20,4	1534	-	-
1600	82,14	23,56	18,93	21,04	23,18	1421	20,3	1530	-	-
1800	82,39	23,31	18,69	20,79	23,09	1427	20,2	1526	-	-
2000	82,61	23,09	18,47	20,57	23,00	1432	20,1	1523	-	-
2200	82,80	22,90	18,28	20,38	22,91	1438	20	1519	-	-
2400	82,98	22,72	18,10	20,20	22,82	1443	19,9	1515	-	-
2600	83,15	22,55	17,93	20,03	22,73	1449	19,8	1511	-	-
2800	83,31	22,39	17,76	19,87	22,64	1455	19,7	1507	-	-

Продолжение таблицы 2.14

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{НБ},$ $м^3/с$	$Z_{НБ},$ $м$	$\nabla_{НПУ},$ $м$	$\nabla_{УМО},$ $м$	$H_p,$ $м$	$H_{ГЭС},$ $м$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$	$H_{ГЭС},$ $м$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$	$H_{ГЭС},$ $м$	$Q_{ГЭС},$ $м^3/с$
3000	83,48	22,22	17,60	19,70	22,55	1461	19,6	1504	-	-
3200	83,64	22,06	17,43	19,54	22,46	1467	19,5	1500	-	-
3400	83,81	21,89	17,27	19,37	22,37	1473	19,4	1496	-	-
3600	83,97	21,73	17,10	19,21	22,28	1478	19,3	1492	-	-
3800	84,14	21,56	16,94	19,04	22,19	1484	19,2	1488	-	-
4000	84,30	21,40	16,78	18,88	22,10	1491	19,1	1484	-	-
4200	84,45	21,25	16,62	18,73	22,01	1497	-	-	-	-
4400	84,61	21,09	16,47	18,57	21,92	1503	-	-	-	-
4600	84,75	20,95	16,33	18,43	21,83	1509	-	-	-	-
4800	84,89	20,81	16,19	18,29	21,74	1515	-	-	-	-
5000	85,01	20,69	16,06	18,17	21,65	1522	-	-	-	-
5200	85,13	20,57	15,94	18,05	21,56	1528	-	-	-	-
5400	85,24	20,46	15,84	17,94	21,47	1534	-	-	-	-
5600	85,34	20,36	15,73	17,84	21,38	1541	-	-	-	-
5800	85,44	20,26	15,64	17,74	21,29	1547	-	-	-	-
6000	85,53	20,17	15,55	17,65	21,20	1554	-	-	-	-
6200	85,62	20,08	15,46	17,56	21,10	1561	-	-	-	-

Из режимного поля (рисунок А.15) определено:

- максимальный напор $H_{max} = 28$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 21,1$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 19,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, что для каждого рассматриваемого типа турбин подобраны такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ30-а-В, ПЛ30-б-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ30-а-В	ПЛ30-б-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	30	30
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{opt}}, \text{ мин}^{-1}$	126	130
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	890	1270
$\eta_{\text{m opt}}$	0,912	0,911
$Q_{I \text{ max}}, \text{ л/с}$	1765	1815
$D'_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	5	21
$v_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,51	0,988

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{р}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (3.1)$$

где $Q'_{\text{р}}$ - приведённый расход в расчётной точке;

$\eta_{\text{т}}$ - КПД натурной турбины;

$\eta_{\text{г}}$ - КПД генератора, принимаем $\eta_{\text{г}} = 0,97$.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_H при средней температуре воды в году 5°C составляет $1,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

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

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

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

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \text{ max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}. \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}. \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{ min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

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

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2 – 3.3.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ30-а-В

D_1 , м	6,3	6,7	7,1	7,5
η_T , о. е.	0,929	0,929	0,930	0,930
$N'_{\text{агр}}$, МВт	60,0	67,9	76,3	85,2
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	3,9	3,6	3,2	2,9
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	4	4	4	3
$N_{\text{агр}}$, МВт	72,5	72,5	72,5	96,7
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,05	1,05	1,05	1,05
n'_c , об/мин	94,1	88,5	83,5	79,1
$n_{\text{синх}}$, об/мин	100	90,9	85,7	83,3
$n'_I(H_{\min})$, об/мин	140,8	136,1	135,9	139,5
$n'_I(H_{\text{расч}})$, об/мин	134,0	129,5	129,3	132,7
$n'_I(H_{\max})$, об/мин	116,3	112,4	112,3	115,2
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,673	1,479	1,317	1,574
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\max})$	1,095	0,968	0,862	1,030
$Q'_I(H_{\max})$, л/с	0,930	0,822	0,732	0,656
$Q'_I(H_{\min})$, л/с	1,126	0,996	0,886	0,794

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ30-б-В

D_1 , м	6,3	6,7	7,1	7,5
η_T , о. е.	0,923	0,924	0,925	0,925
$N'_{\text{агр}}$, МВт	61,4	69,4	78,1	87,1

Продолжение таблицы 3.3

D_1 , м	6,3	6,7	7,1	7,5
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	3,9	3,5	3,1	2,8
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	4	4	4	3
$N_{\text{агр}}$, МВт	72,5	72,5	72,5	96,7
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c , об/мин	96,6	90,9	85,8	81,2
$n_{\text{синх}}$, об/мин	100	90,9	88,2	83,3
$n'_l(H_{\text{min}})$, об/мин	141,4	136,7	140,5	140,1
$n'_l(H_{\text{расч}})$, об/мин	134,6	130,1	133,7	133,3
$n'_l(H_{\text{max}})$, об/мин	116,8	112,9	116,1	115,7
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,673	1,479	1,317	1,574
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	1,095	0,968	0,862	1,030
$Q'_l(H_{\text{max}})$, л/с	0,934	0,826	0,735	0,659
$Q'_l(H_{\text{min}})$, л/с	1,131	1,000	0,890	0,797

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

Зона работы гидротурбины ПЛ30-а-В-710 (рисунок Б.1, приложение Б) имеет значительное отклонение КПД в расчётной точке от КПД в точке оптимума, соответственно на данном этапе рассмотрение турбины ПЛ30-а-В закончено. Зоны работы гидротурбины ПЛ30-а-В других диаметров не построены, так как значения $Q'_p \cdot \eta_T$ превышают $Q'_p \cdot \eta_T$ при ПЛ30-а-В-710, а значит КПД в расчётной точке будут иметь ещё меньшие значения.

Правая граница зоны состоит из двух линий: верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя строится по двум точкам (Q'_p для максимального напора и Q'_p для минимального напора). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу. Для дальнейшего расчёта приняты гидротурбины ПЛ30-б-В-670 и ПЛ30-б-В-710, так как зоны работы (рисунки Б.2 и Б.3 соответственно, приложение Б) имеют наиболее оптимальное положение на ГУХ относительно турбин с другим диаметром D_1 .

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;
 H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;

2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$;

3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение Б), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи (рисунок 1.1) $Z_{нб}(Q_{нб})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ30-6-В-670	ПЛ30-6-В-710
$H_{max} = 28,0$ м		
σ	0,248	0,205
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	255	256
$Z_{нб}(Q), \text{ м}$	78,06	78,06
$H_s, \text{ м}$	1,48	2,67
$\nabla Z_{p.k.}, \text{ м}$	79,54	80,74
$H_{расч} = 21,1$ м		
σ	0,583	0,452
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	338	336
$Z_{нб}(Q), \text{ м}$	78,53	78,51
$H_s, \text{ м}$	-3,88	-1,13
$\nabla Z_{p.k.}, \text{ м}$	74,64	77,39
$H_{min} = 19,1$ м		
σ	0,552	0,414
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	314	311
$Z_{нб}(Q), \text{ м}$	78,39	78,38

Продолжение таблицы 3.4

Параметры	ПЛ30-6-В-670	ПЛ30-6-В-710
$H_{min} = 19,1$ м		
$H_{сг}$, м	-2,14	0,51
$\nabla Z_{р.к.}$, м	76,26	78,89

Исходя из данных расчёта (таблица 3.4), для установки выбрана турбина ПЛ30-6-В-710 с синхронной частотой вращения $n_{синх} = 88,20$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{агр} = 4$, так как для установки данной гидротурбины требуется меньшее её заглубление для обеспечения режима бескавитационной работы, также в данном сравнении учтено и положение зон работ на главной универсальной характеристике (приложение Б).

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 77,39.$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{агр}}{\cos \varphi} = \frac{72,5}{0,85} = 85,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{88,2} = 68. \quad (3.17)$$

Расчётная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,07 \cdot 85,3 = 91,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где $k = 1,07$ – коэффициент, зависящий от $\cos \varphi$.

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_p}{2p} = \frac{91,3}{2 \cdot 34} = 1,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,25^{0,239} = 0,476 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где $A = 0,451$; $\alpha = 0,239$ – эмпирические коэффициенты, зависящие от способа охлаждения, в данном случае непосредственное водяное обмоток статора и непосредственное воздушное обмоток ротора.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,476 \cdot 68}{3,14} = 10,31. \quad (3.21)$$

Предельная окружная скорость:

$$\vartheta_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_{\text{синх}}}{60} = \frac{3,14 \cdot 10,31 \cdot 2 \cdot 88,2}{60} = 95,18 \text{ м/с}, \quad (3.22)$$

где $k_{\text{разг}} = 2$.

Предельная скорость не превышает допустимую $\vartheta = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175$ МВ · А, поэтому принято данное значение диаметра ротора.

Ориентировочно диаметр шахты принят равным внутреннему диаметру кромки статора турбины: $D_{\text{ш}} = 9,33$ м.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{\cdot y}} = \frac{8,9}{1,25^{0,105}} = 8,69, \quad (3.23)$$

где $R = 8,9$; $y = 0,105$ – коэффициенты, выбранные в соответствии со способом охлаждения.

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_{\text{синх}} D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,69 \cdot 91,3}{3,14 \cdot 88,2 \cdot 10,31^2} = 0,81 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 0,8$ м.

Конструктивное исполнение генератора уточняется отношением:

$$\frac{D_i}{l_a} = \frac{10,31}{0,8} = 12,88 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Так как $\frac{D_i}{l_a} > 5$, то принимается зонтичное исполнение.

Внешний диаметр вала приближённо рассчитывается по следующей формуле с дальнейшим округлением до стандартизированного числа:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\text{агр}}}{n_{\text{синх}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{72500}{88,2}} \approx 121,78 = 120 \text{ см}. \quad (3.26)$$

Общая масса генератора приближённо:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 47 \cdot 10,31 \cdot 0,8 = 387 \text{ т}, \quad (3.27)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{\text{рот}} = 0,55 G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 387 = 213 \text{ т}. \quad (3.28)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + 0,9 = 10,31 + 0,89 = 11,20 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-1120/80-68.

Таким образом, параметры нового генератора рассчитаны приближённо и результаты расчёта представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные размеры генератора СВ-1120/80-68

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	(от 1,7 до 1,9) l_a	1,52
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_c)D_i$	12,37
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	11,20
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{вк}}$	(от 0,1 до 0,12) D_i	1,24
	Диаметр лучей $D_{\text{вк}}$	$D_{\text{ст}}$	12,37
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	2,06
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	5,15
Надстройка	Высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,50
	Диаметр D_0	(от 0,2 до 0,25) D_i	2,58
Кратер	Диаметр $D_{\text{кр}}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	15,46
	Минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,50
Исполнение	Зонтичный		

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ (рисунок Б.4, приложение Б):

$$\varphi_{\text{сп}} = 187^\circ 30'.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,663 D_1 = 1,663 \cdot 7,1 = 11,81 \text{ м}. \quad (3.30)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{ВХ}} = 10,7 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{ВХ}}}{2} = \frac{10,7}{2} = 5,35 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{ВЫХ}} = 9,33 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{ВЫХ}}}{2} = \frac{9,33}{2} = 4,665 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,375D_1 = 0,375 \cdot 7,1 = 2,66 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Высота статора:

$$B_{\text{СТ}} = b_0 + 0,0033D_1 = 2,66 + 0,0033 \cdot 7,1 = 2,69 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{ВХ}} = 3,96 \text{ м/с.}$

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_{\text{T}} = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{72500}{9,81 \cdot 21,1 \cdot 0,908} = 386 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.33)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_{\text{T}} \cdot \varphi}{360} = \frac{386 \cdot 187,5}{360} = 201 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.34)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{201}{3,96} = 50,76 \text{ м}^2. \quad (3.35)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 11,81 - 5,35 = 6,46 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.37)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{ВХ}} = 6,69 \text{ м.}$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.38)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.39)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{b_{\text{ВХ}} - b_0}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{6,69 - 2,66}{6,69^2} = 0,097.$$

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.40)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.41)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.42)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.43)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения						
	ВХ	1	2	3	4	5	6
r_i	11,81	11,26	10,71	10,16	9,61	9,06	8,51
b_i	6,70	6,04	5,44	4,90	4,42	4,00	3,63
r_k	6,43	6,26	6,09	5,95	5,82	5,71	5,61
r_k/r_a	1,20	1,17	1,14	1,11	1,09	1,07	1,05
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,18	0,16	0,13	0,11	0,08	0,06	0,05
r_i/r_a	2,21	2,10	2,00	1,90	1,80	1,69	1,59
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,79	0,74	0,69	0,64	0,59	0,53	0,46
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	5,30	4,50	3,78	3,14	2,59	2,10	1,69
$r_k \cdot \text{ctgy}$	24,00	23,35	22,75	22,21	21,72	21,30	20,93
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	4,42	3,65	2,97	2,36	1,83	1,38	0,99
m_i	4,04	3,38	2,78	2,24	1,76	1,33	0,97
J_i	5,29	4,59	3,96	3,39	2,88	2,43	2,03

Продолжение таблицы 3.6

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
φ_i°	187,50	162,79	140,36	120,16	102,10	86,06	71,90
a_i	6,46	5,91	5,36	4,81	4,26	3,71	3,16

Окончание таблицы 3.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
r_i	7,96	7,41	6,86	6,31	5,764	5,214	4,665
b_i	3,32	3,07	2,88	2,75	2,68	2,66	2,71
r_k	5,53	5,46	5,41	5,37	5,35	5,35	5,36
r_k/r_a	1,03	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
r_i/r_a	1,49	1,39	1,28	1,18	1,08	0,97	0,87
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,40	0,33	0,25	0,17	0,07	-0,03	-0,14
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	1,32	1,00	0,72	0,46	0,20	-0,07	-0,37
$r_k \cdot ctgy$	20,63	20,38	20,19	20,06	19,98	19,97	20,01
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,67	0,42	0,22	0,09	0,02	0,00	0,05
m_i	0,66	0,41	0,22	0,09	0,02	0,00	0,05
J_i	1,67	1,36	1,08	0,82	0,56	0,30	-0,01
φ_i°	59,42	48,34	38,37	29,10	20,02	10,51	-0,22
a_i	2,61	2,06	1,51	0,96	0,41	-0,14	-0,69

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.1.

План спиральной камеры (рисунок Б.5, приложение Б) построен с помощью таблицы 3.7. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Таблица 3.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	187,5
$r, м$	4,70	5,48	6,35	7,20	7,97	8,61	9,18	9,68	10,13	10,54	10,94	11,31	11,65	11,81

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,695D_1 = 2,695 \cdot 7,1 = 19,13 \text{ м.} \quad (3.44)$$

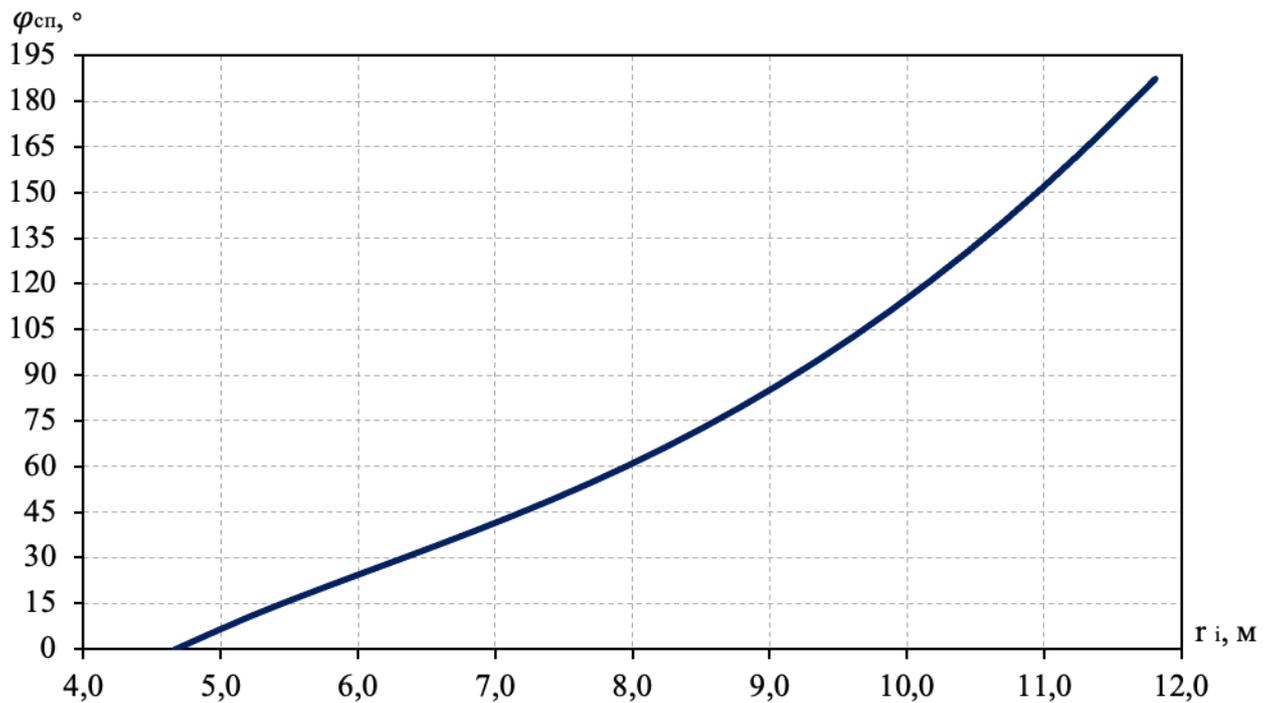


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{386}{400} = 1,96 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 19,13 + 1,96 = 21,10 \text{ м.} \quad (3.46)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{8,01}{30} \right)^{0,33} = 1107 \text{ мм,} \quad (3.47)$$

где $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 72500}{88,2} = 8,01. \quad (3.48)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 1200$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

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

Расчёт подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8N}{n_{синх}D_1} = \frac{0,8 \cdot 72500}{88,2 \cdot 7,1} = 92,62 \text{ кН}. \quad (3.49)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{п} = D_B + 20 = 1200 + 20 = 1220 \text{ мм}. \quad (3.50)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п}h_{п}} = \frac{92,62}{1,22 \cdot 0,4} = 189,79 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 29U = 326,78 \text{ кПа}, \quad (3.51)$$

где $h_{п} = 400$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{синх} d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 88,2 \cdot 1,22}{30} = 11,27 \text{ м/с}. \quad (3.52)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{сегм} = 8$, $h_{п} = 400$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{92,62}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 38,36 \text{ кН}, \quad (3.53)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм}h_{п}} = \frac{38,36}{0,43 \cdot 0,4} = 222,44 \text{ кПа} \leq [p_{уд}] = 50U = 563,41 \text{ кПа}, \quad (3.54)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,22}{8} = 0,43 \text{ м.}$

Из расчётов видно, что по допускаемой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки

Габаритные размеры маслonaпорной установки определяются размером маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [2, с. 144] определяется тип маслonaпорной установки для напора $H = 30,0$ м и диаметра $D_1 = 7,1$ м: МНУ 16/1-40-20-3,

- где 16 – объём гидроаккумулятора м^3 ;
1 – количество гидроаккумуляторов;
40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;
20 – вместительность сливного бака, м^3 ;
3 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-100-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

- ЭГР – электрогидравлический регулятор;
И – на интегральных микросхемах;
100 – диаметр главного золотника;
4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надёжность работы электроустановок, её экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1, 4.2.

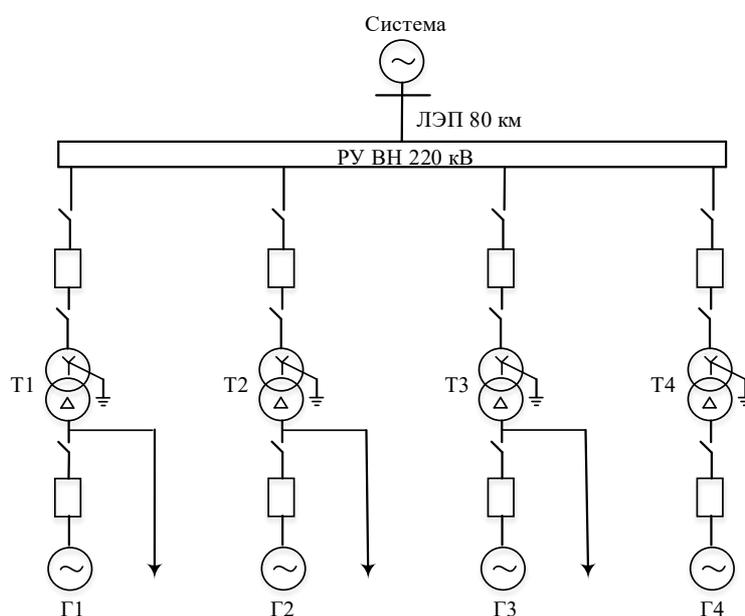


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

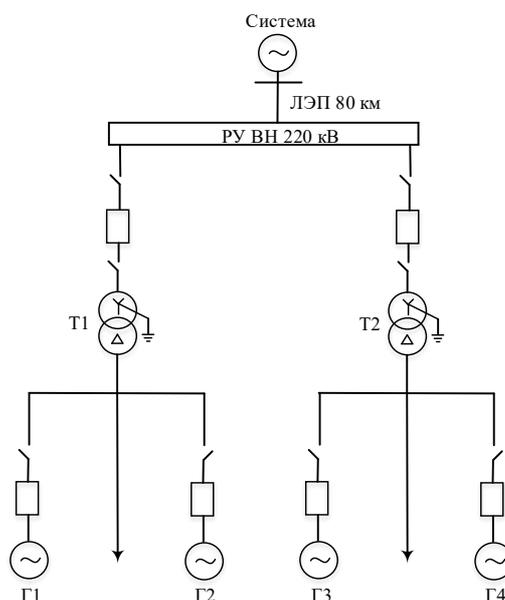


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-1120/80-68. Данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-1120/80-68

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_r$, о.е.	$n_{\text{ном}}$, об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{Г ном}}$, МВ · А	$S_{\text{Г ном}}$, МВ · А				x_d''	x_d'	x_d
85,3	72,5	13,8	0,85	88,2	0,21	0,28	0,76

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_r} = \frac{72,5 - 0,01 \cdot 72,5}{0,85} = 84,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{ном}}$, МВ · А	U_H , кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	I_x , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;
 $T_{\text{пл}} = 30$ ч – время плановых простоев блока;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;
 $T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8728,5 = 785,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{T}} = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{84,44}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 417,10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 785,57 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 417,10 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 8,47 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 4 \cdot 8,47 = 33,87 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 4$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{72,5 - 0,01 \cdot 72,5}{0,85} = 168,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-УХЛ1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220-УХЛ1

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ 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	13,8	11	580	200	0,45

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,200 \cdot 8442 = 1688,40 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где $t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8442$ ч.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{TНОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,580}{1} \cdot \left(\frac{168,88}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 994,73 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{ХХ}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{Н}} \cdot \beta_2 = 1688,40 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 994,73 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 19,08 \text{ тыс. руб./год}.$$

$$И_2 = n \cdot И_{(1)} = 2 \cdot 19,08 = 38,17 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.10)$$

где $n = 2$ – количество блоков.

4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{ГНОМ}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 4 \cdot \frac{72,5}{0,85} = 3,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.12)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-3500/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-3500/13,8

$S_{\text{НОМ}},$ МВ · А	$U_{\text{Н}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
3,5	13,8	6,0	5,0

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(85,3 \cdot 4 - 3,4) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,77 \approx 3, \quad (4.13)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{нат}} = 135$ МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{290 - 3,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 295,47 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 295,47 \cdot 1 \cdot 1,05 = 310,24 \text{ А,} \quad (4.15)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{310,24}{1,1} = 282,04 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм² – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 42,9$ Ом, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 9,8$ Ом, проводимость $b_0 = 2,64 \cdot 10^{-4}$ См, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{290 - 3,4}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 376,72 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2020 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-125000/220-1	342360
ТДЦ-200000/220-УХЛ1	711000
ТСЗ-3500/13,8	70200
КРУЭ-220	106800

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 4$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 4 \cdot 342360 + 3 \cdot 70200 + 7 \cdot 106800 = 2327640 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.19)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 5$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 711000 + 3 \cdot 70200 + 5 \cdot 106800 = 2166600 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 2327640 + 33,87 = 349180 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 2166600 + 38,17 = 325028 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{349180 - 325028}{349180} \cdot 100\% = 6,9\% > 5\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Тунгусской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

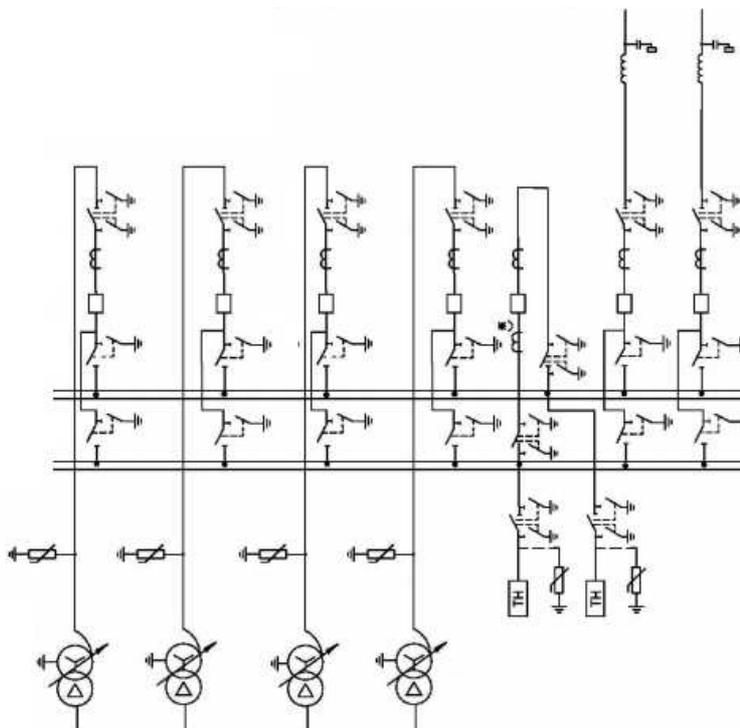


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{85,3} = 0,47 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,429 \cdot 80 = 34,32 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{Г} = \frac{x_{*Г}}{T_{а,Г} \cdot \omega} = \frac{0,47}{0,045 \cdot 314} = 0,033 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{С} = \frac{x_{*С}}{T_{а,С} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,098 \cdot 80 = 7,84 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{Т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{380 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Генератор 4		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 1		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 2		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок 3		14				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 4		14				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ		242				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Система		242				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Генератор 4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок 1 - КРУЭ	2,93	80,53					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок 2 - КРУЭ	2,93	80,53					0,057
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок 3 - КРУЭ	2,93	80,53					0,057
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок 4 - КРУЭ	2,93	80,53					0,057
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		КРУЭ - Система	9,68	34,80					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Генератор 1	1	0,039	0,560	0,039	0,560	0,117	1,680	15,180
2			2	Генератор 2	2	0,039	0,560	0,039	0,560	0,117	1,680	15,180
3			3	Генератор 3	3	0,039	0,560	0,039	0,560	0,117	1,680	15,180
4			4	Генератор 4	4	0,039	0,560	0,039	0,560	0,117	1,680	15,180
5			5	Система	10	35,530	390,427	35,530	390,427	35,530	390,427	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					15,6983	-86,03

Рисунок 4.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	9					3,9041	-87,73			3,9041	-87,73			3,9041	-87,73

Рисунок 4.8 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	9					7,8893	-87,75

Рисунок 4.9 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{кз}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 3,9041 \cdot 3 = 11,71 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
1ф	9	11,71	28,44
3ф	9	7,89	19,16
3ф	1	15,70	43,40

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,57 = 3,746 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max} (\text{РУВН}) = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном(-5\%)}} = \frac{85,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,314 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{337,8 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,295 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{337,8 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,443 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}} \quad (4.39)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.41)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-20 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-20/8000 марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г,раб}} = 3,746 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 15,70 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 100 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 43,40 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,70^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 24,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,НОМ}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТОЛ-20-2 ВВ-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3746 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-35 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице 4.10.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

Выбран отечественный анализатор марки ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячейки КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220-50/3150
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 314 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 11,71 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 28,44 \text{ кА}$	$i_T = 50 \text{ кА}$
$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 11,71^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 13,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах 4.12 и 4.13 соответственно.

Таблица 4.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
220	

Таблица 4.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000
Номинальное напряжение, кВ	
220	

5 Устройства релейной защиты и автоматики

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.2 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформатора Тунгусской ГЭС.

Таблица 5.1 – Паспортные данные генератора СВ-1120/80-68

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	85,30
	активная, МВт	72,50
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		88,2
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2870
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1165
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		325
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,74
	переходное, о. е.	0,28
	сверхпереходное, о. е.	0,20
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,9

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	125
Номинальное напряжение, кВ	242/13,8
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [30] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-1120/80-64 – 85,30 МВ · А:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Устройство выбора повреждённой фазы трансформатора, охватывающие обмотку ВН (дифференциальная защита нулевой последовательности);
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформаторного блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;
 - Реле тока охлаждения трансформаторного блока.
- Защиты трансформатора СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - Защита от потери охлаждения масла;
 - Защита от перегрева масла;
 - Защита от перегрузки;
 - Реле тока охлаждения.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
 - Резервные защиты:
 - Трёхступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{85300}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,57 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 3568}{4000/5} = 3,46 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{I_{\text{НОМ.рот.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}} = \frac{1165}{1,2255} \cdot 325 = 309 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

Из стандартного ряда принят ТВ мощностью 400 кВ · А.
Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{вн ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.рот.}}} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 325} = 710,58 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нн ТВ}}^2 = \frac{I_{\text{вн ТВ}}^1}{K_{\text{тт}}} = \frac{710,58}{800/5} = 4,44 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3568 \text{ А}$.

1. Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учётом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3568 = 178,42 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.7)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

Принята уставка: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{НОМ}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{НОМ}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,20} \cdot 3568 = 2016 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности;

$I_T = I_{max} = 2016 \text{ А}$.

$$K_T > \frac{2016 \cdot 2}{20162} = 0,2.$$

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*cp0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5. Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3568 = 21,41 \text{ кА}. \quad (5.13)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

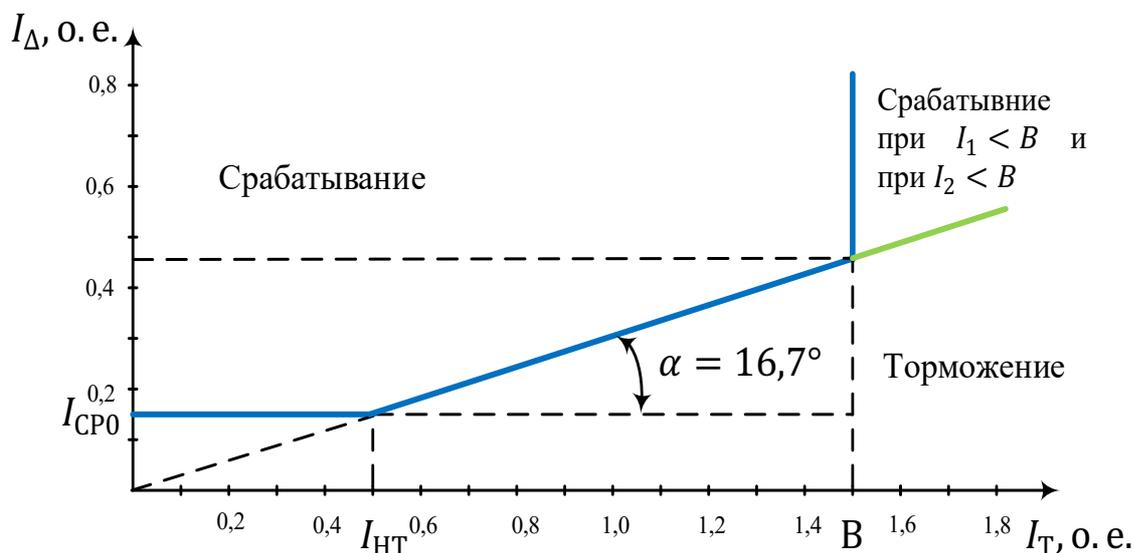


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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 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 трансформаторного блока $U_{0 \text{эл.ст.}}$ при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

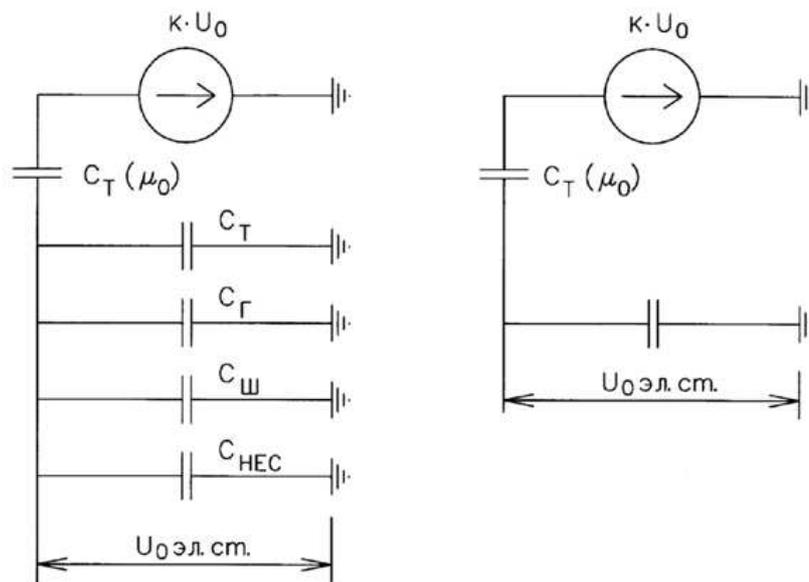


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0 \text{эл.ст.}}$.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\text{Ш} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.14)$$

где $C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_\Gamma = 0,9$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{III} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ} = 0,35$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 219 \text{ В}, \quad (5.15)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

$C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 219}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 4,34 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

Приняты следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует на сигнал с выдержкой времени 5,0 с действует; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % 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.

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.20)$$

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.21)$$

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

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принята уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}.$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} = 864 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{I_{*2}^2}. \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

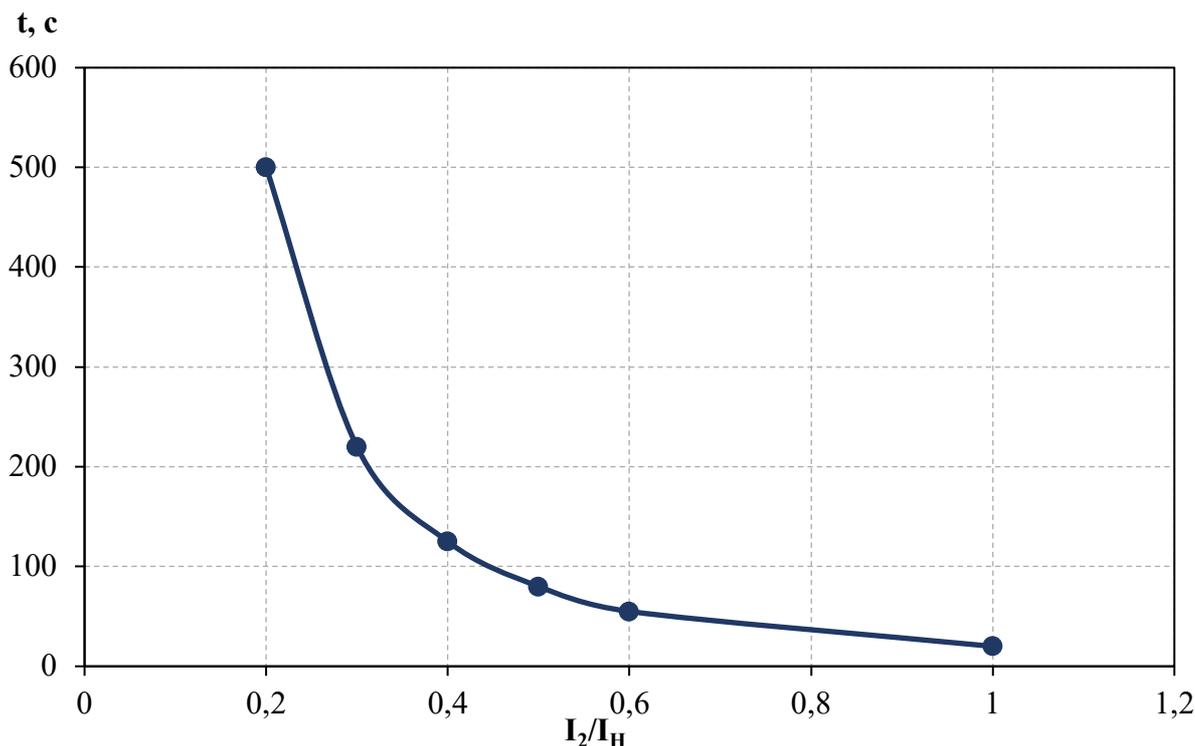


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

4. Орган токовой отсечки (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_T + X_L^*)}, \quad (5.28)$$

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 34,8 \cdot \frac{85,3}{242^2} = 0,051;$

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,20 \cdot (242/13,8)^2 = 61,50$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{85,3}{125} = 0,117$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (61,50 + 0,117 + 0,051)} = 0,0062 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0062 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,22. \quad (5.29)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии.

В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию: $I_{2\text{ОТС}} = 0,22$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.30)$$

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

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

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.32)$$

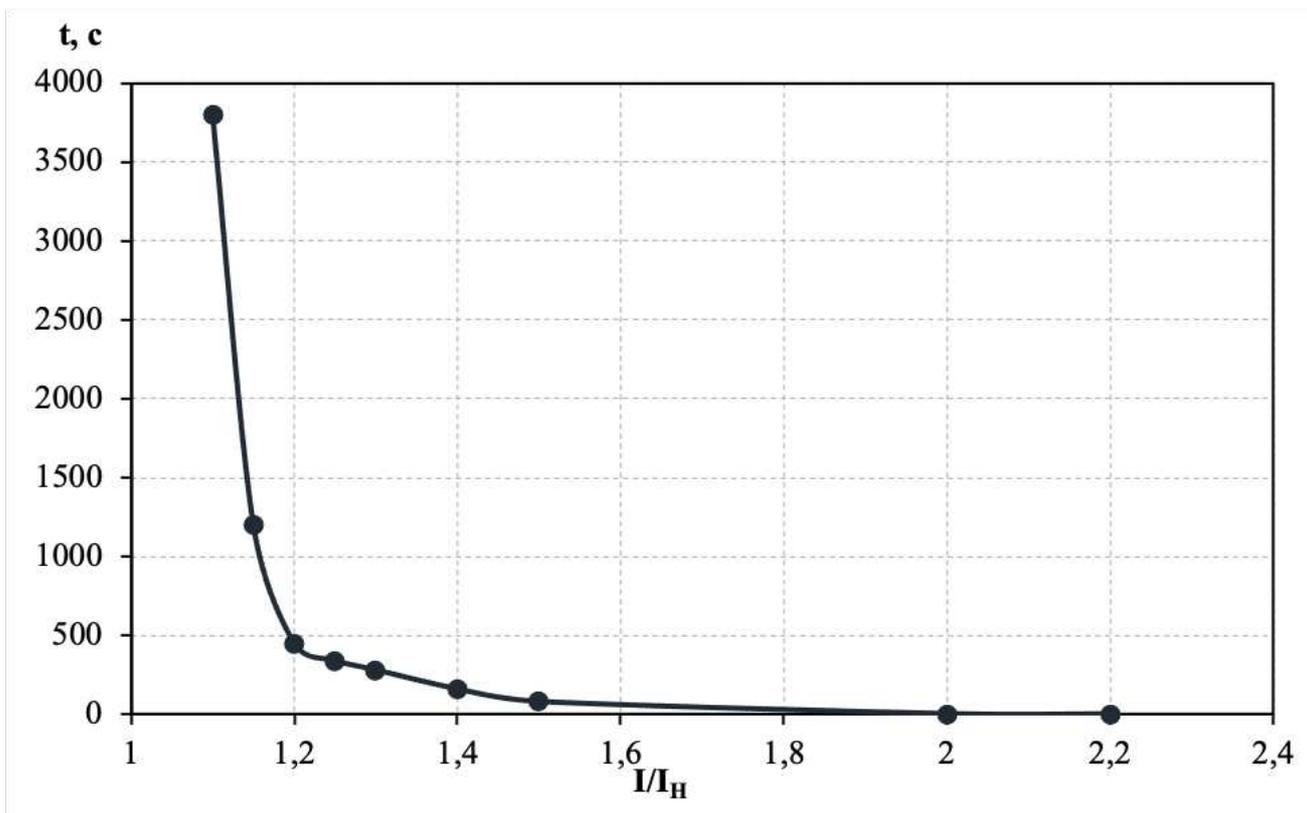


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМГ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 Дистанционная защита генератора

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

Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты 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 , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Тунгусская ГЭС – Полигус может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{3} \cdot 36,12 = 74,05 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 3$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 220 кВ;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{34,8^2 + 9,68^2} = 36,12 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.37)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{85,3}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{85,3}{242^2} \cdot 36,12 = 0,108.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,108 \cdot 2,23 = 0,24 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{13,8^2}{85,3} = 2,23.$

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 1,40 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,40 \text{ Ом}.$

2. 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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/с}.$

Принята уставка $\Delta Z = 40 \text{ Ом/с}.$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0

с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2870} = 2,78 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 2,78 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 16,09 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{0,74} = 3,85 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,03^\circ$.

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{\text{II НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\text{б}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = 0,38 \cdot 2,23 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 4,92 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{\text{II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,35 \cdot 2,23 = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,77 \cdot \frac{4000/5}{13,8/0,1} = 4,47 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,47 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,21 \text{ Ом}; Z_{CM2} = 0,67 \text{ Ом.}$

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

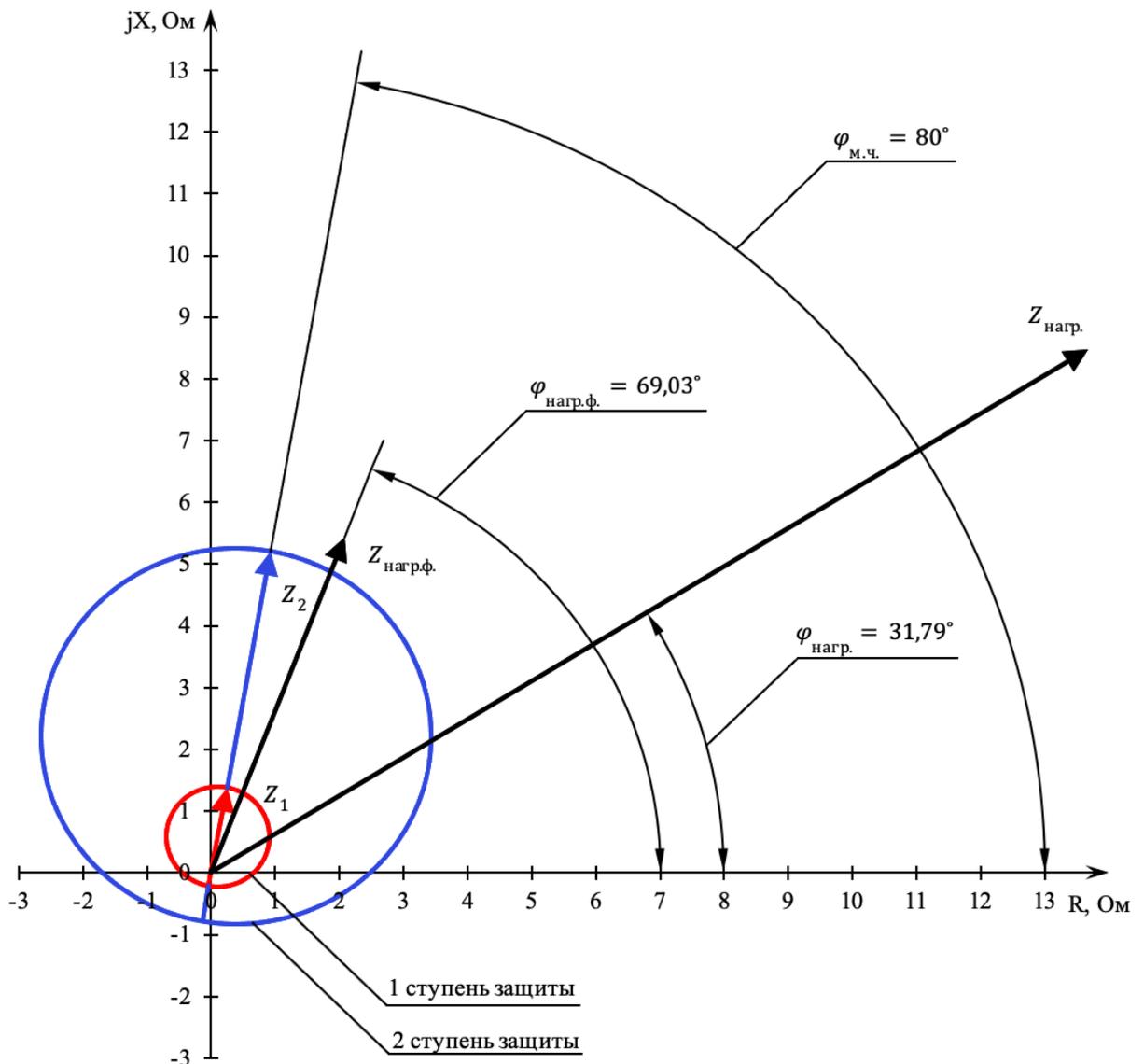


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.49)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.50)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.51)$$

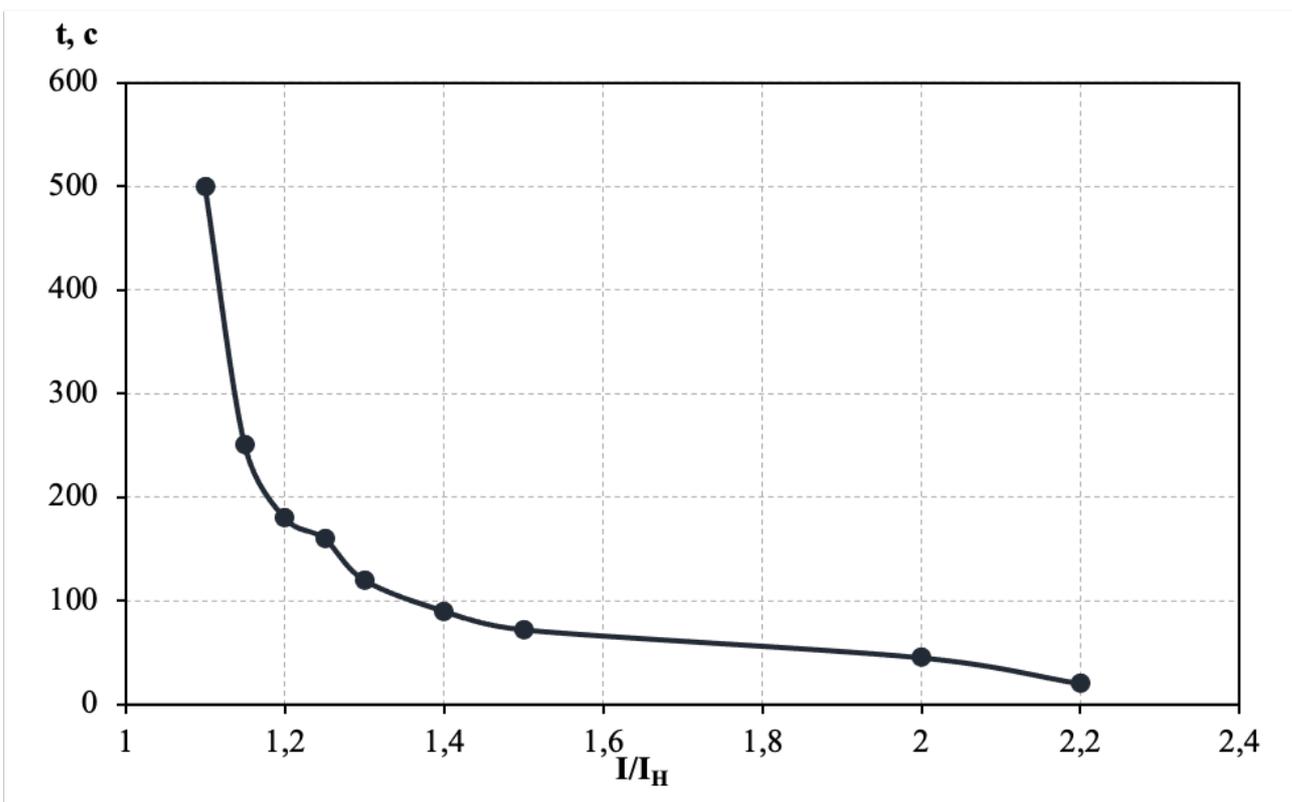


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Тунгусской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах 5.6-5.7 соответственно.

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	–
			Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,23 А
			Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,69 А
			$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	26,76 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,5	–
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_H$	0,98 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,77 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,91 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,83 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,091	1,40 Ом
			$Z_{см1}$	$0,15 \cdot Z_1$	0,21 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	4,47 Ом
			$Z_{см2}$	$0,15 \cdot Z_2$	0,67 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{PСИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,75 А
		ПО	$I_{PПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,89 А
		ОТС	$I_{PПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	9,97 А

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$		+	+	+	+			
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1							+
		t_2	+	+	+				
	U_{03}		+	+	+				
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+					
		1 ступень	+	+					
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2						
t_3	+	+							
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2					+	
t_3	+	+							
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1						+
			t_2					+	
t_3	+	+							
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС		+	+				

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [32]. Высота $106,00 - 76,00 = 30,00$ м; грунт основания песчаный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 290 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии не пострадают люди, так как отсутствуют населённые пункты. В соответствии с таблицей 1.4 [32] назначен IV класс ГТС.

Итог: назначен III класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 106,00 + 4,00 = 110,00, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,49 + 0,012 + 0,5 = 4,00, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,5$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [33].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2120}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0 = 0,012 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, приложение Б];

$V_w = 20$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 2120$ м – длина разгона волны;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{106,00 - 76,00}{2} = 15 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2120}{20^2} = 51,99, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595, \quad (6.6)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика [33, приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры:

$$\text{для } \frac{gL}{V_w^2} = 51,99: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0142; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,39;$$

$$\text{для } \frac{gT}{V_w} = 10595: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,092; \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,38.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,39 \frac{V_w}{g} = 1,39 \cdot \frac{20}{9,81} = 2,83 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = 0,0142 \frac{V_w^2}{g} = 0,0142 \cdot \frac{20^2}{9,81} = 0,58 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,83^2}{2 \cdot 3,14} = 12,54 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $15 > 12,54 \cdot 0,5 = 6,27$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,58 \cdot 2,09 = 1,21 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [33, приложение А, рис. А.2].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,29 \cdot 1,21 = 3,49 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [33, приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [33, приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,29$ – коэффициент, принимаемый по графикам [33, приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{12,54}{1,21} = 10,36$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 106,00 + 1,21 + 0,012 + 0,5 = \\ &= 107,72, \end{aligned} \quad (6.12)$$

где $a = 0,5$ м – величина запаса, зависит от класса сооружения.

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях (рисунок 6.1). В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 3%, поверочный – 0,5%.

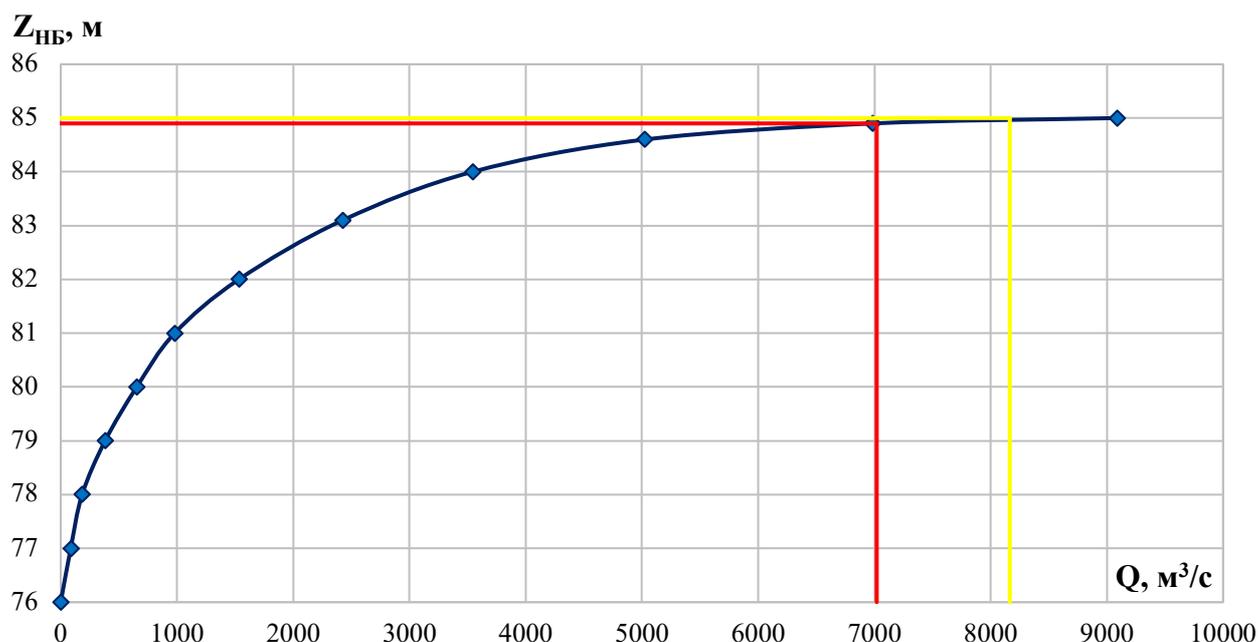


Рисунок 6.1 – Отметки $\nabla_{\text{НБ}}$ при основной и поверочной обеспеченностях

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 7020 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 84,90$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 8165 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 85,00$.

При расходе $Q_{\text{сан.поп.}} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla\text{УНБ} = 78,11$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 106,00 - 84,90 = 21,1 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{T}}^{\text{min}}$.
Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{72,5 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (21,1 - 0,3) \cdot 0,908} = 391,3 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

Согласно СП [34] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 4 - 1 = 3$.

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 391,3 \cdot 3 = 1173,9 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.15)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.16)$$

где $Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(12,2 + 2,93) \cdot 10^9}{18144000} = 833,9 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 7020 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 7020 - 1173,9 - 833,9 = 5012,2 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{5012,2}{33,4} = 150,2 \text{ м,} \quad (6.17)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 26,7 = 33,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.18)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 3 \cdot 8,90 = 26,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где $[v_h]$ - допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 8,90 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн max}}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 20 \cdot 8 = 160 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $b = 20 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 8$ (с дополнительным $n = 9$) – число пролётов.

Так как расчётное количество пролётов больше шести, необходимо добавить ещё один пролёт [34, п. 8.26]. При этом, пропуск расчётного расхода воды, для основного расчётного случая, должен обеспечиваться, как правило, при НПУ без учёта дополнительного пролёта, т.е. через водосливной фронт шириной B .

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосликов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5012,2}{0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,93 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [35, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5012,2}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,04 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [34, раздел 6-3];

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (8-1) \cdot 0,45}{8} \cdot \frac{5,93}{20} = 0,97; \quad (6.23)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

$\zeta_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;
 $\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,04 - \frac{1,1 \cdot 0,80^2}{2 \cdot 9,81} = 6,01 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B+(n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{5012,2}{(106,00-76,00) \cdot (180+(8-1) \cdot 4)} = 0,80 \text{ м/с};$

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

$B = 180 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 106,00 - 6,0 = 100,00, \quad (6.25)$$

где $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.24) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 107,00 - 85,00 = 22,0 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$.
 Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{72,5 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (22,0 - 0,3) \cdot 0,908} = 375,1 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.27)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 375,1 \cdot 3 = 1125,2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.28)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c, \quad (6.29)$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 8165 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 8165 - 1125,2 - 833,9 = 6205,9 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6205,9}{0,49 \cdot 180 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,32 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6205,9}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 180 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,45 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{9} \cdot \frac{6,32}{20} = 0,97; \quad (6.32)$$

$b = 20$ – ширина пролёта;

$n = 9$ – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

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

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,45 - \frac{1,1 \cdot 0,94^2}{2 \cdot 9,81} = 6,40 \text{ м}, \quad (6.33)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{6205,9}{(107,00 - 76,00) \cdot (180 + (9-1) \cdot 4)} = 0,94 \text{ м/с};$

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

$B = 180 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 100,00 + 6,40 = 106,40. \quad (6.34)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 107,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рис. 6.2) использована таблица 6-12 [35]. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}$.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 12 м, определённым по таблице 6-14 [35].

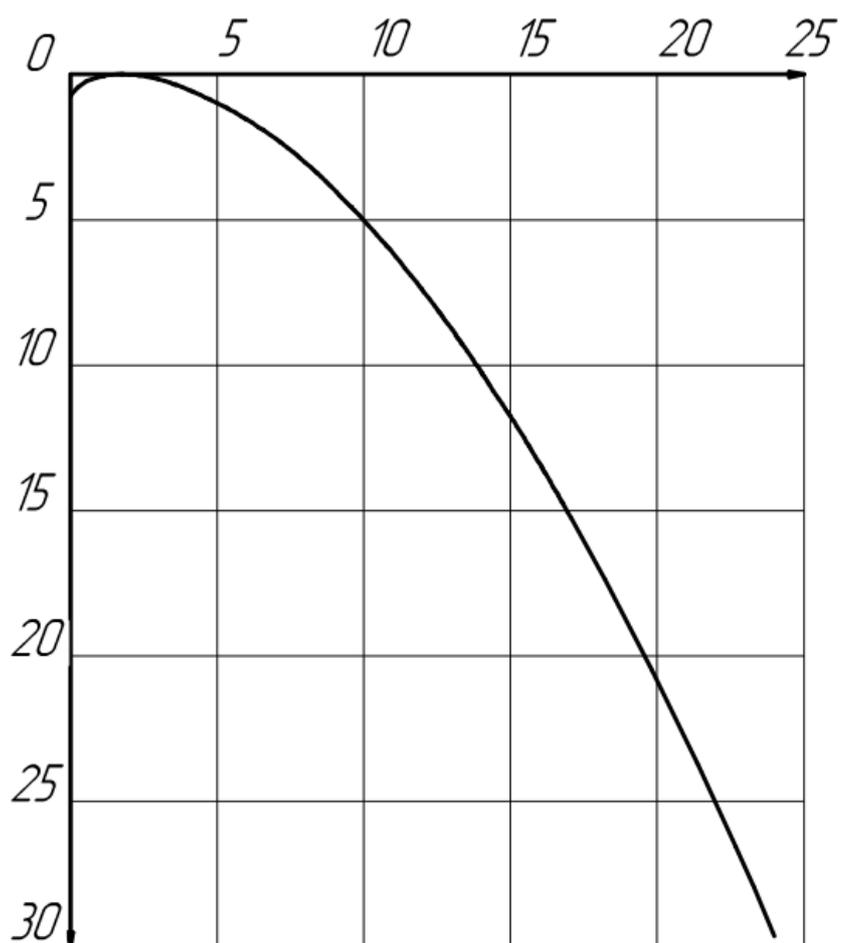


Рисунок 6.2 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X^*	Y^*	X	Y	X^*	Y^*
0	0,126	0	0,756	2,0	1,235	12	7,41
0,1	0,036	0,6	0,216	2,1	1,369	12,6	8,214
0,2	0,007	1,2	0,042	2,2	1,508	13,2	9,048
0,3	0	1,8	0	2,3	1,653	13,8	9,918
0,4	0,006	2,4	0,036	2,4	1,894	14,4	11,364
0,5	0,027	3	0,162	2,5	1,96	15	11,76
0,6	0,06	3,6	0,36	2,6	2,122	15,6	12,732
0,7	0,1	4,2	0,6	2,7	2,289	16,2	13,734
0,8	0,146	4,8	0,876	2,8	2,462	16,8	14,772
0,9	0,198	5,4	1,188	2,9	2,64	17,4	15,84
1,0	0,256	6	1,536	3,0	2,824	18	16,944
1,1	0,321	6,6	1,926	3,1	3,013	18,6	18,078
1,2	0,394	7,2	2,364	3,2	3,207	19,2	19,242
1,3	0,475	7,8	2,85	3,3	3,405	19,8	20,43
1,4	0,564	8,4	3,384	3,4	3,609	20,4	21,654
1,5	0,661	9	3,966	3,5	3,818	21	22,908
1,6	0,764	9,6	4,584	3,6	4,031	21,6	24,186
1,7	0,873	10,2	5,238	3,7	4,249	22,2	25,494
1,8	0,987	10,8	5,922	3,8	4,471	22,8	26,826
1,9	1,108	11,4	6,648	3,9	4,698	23,4	28,188

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 100,00 + 1,6 \cdot 6 = 109,60. \quad (6.35)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla_{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla_{ГГП}, \nabla_{ГБП}] = \nabla_{ГГП} = 110,00. \quad (6.36)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 106,00 - 76,00 = 30 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5012,2^2}{(180 + 9 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,97 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.39)$$

где $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{5012,2}{180 + 4 \cdot (9-1)} = 23,64 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,95$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{23,64}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 0)}} = 1,03 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{23,64}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (30 - 1,03)}} = 1,04 \text{ м}.$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,04}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (3,97/1,04)^3} - 1 \right] = \\ &= 10,45 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.40)$$

Так как $h''_c = 10,45 \text{ м} > h_{нб} = 8,9 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 22,65 \cdot \sqrt{1,04} = 3,60 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где
$$v_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_B \cdot (n-1))} = \frac{5012,2}{1,04 \cdot (180 + 4 \cdot (9-1))} = 22,65 \text{ м/с.}$$

Принимаем толщину плиты водобоя 3,6 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 47,02 = 40,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где
$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,45 - 1,04) = 47,02 \text{ м.}$$

6.2.2.6 Расчёт водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,45 - 5,91 = 5,70 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q_c}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha \cdot q_c^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = \left(\frac{23,64}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 23,64^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,45)^2} = 5,91 \text{ м.}$$

Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой. Высота слоя воды перед водобойной стенкой:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 5,91 + 5,70 = 11,61 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Сопряжённые глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}},$$

где $\varphi = 1$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{23,64}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,61 - 0)}} = 1,57 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{23,64}{1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,61 - 1,57)}} = 1,68 \text{ м.}$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h_c')^3} - 1 \right] = \frac{1,68}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (3,97/1,68)^3} - 1 \right] = 7,83 \text{ м.}$$

Так как глубина в НБ больше, чем вторая сопряжённая глубина ($h_{нб} = 8,9 \text{ м} > h_c'' = 7,83 \text{ м}$) прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, гасители энергии за стенкой не требуются.

Принимаем высоту водобойной стенки 5,7 м.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 5,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 2,5 + 2,0 = 4,5 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{ГАЛ}} + h_{\text{гал}} + 4,5 = 77,00 + 3,0 + 4,5 = 84,50. \quad (6.45)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{106,00 - 101,38}{2} - 84,50 = 19,19 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 19,63 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 19,19} = 304,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.47)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,5^2 = 19,63 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{833,9}{304,8} = 2,74. \quad (6.48)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 3$.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани [31, рисунок 3.1], определяется ширина подошвы плотины:

$$B_{\Pi}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.49)$$

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

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

$\rho_{\text{б}} = 2500 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона;

Высота плотины равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 106,00 - 72,40 = 33,60 \text{ м}. \quad (6.50)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_{\text{в}} = 76,00 - 3,60 = 72,40, \quad (6.51)$$

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

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

$$B_{\Pi}^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg} \varphi \cdot \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.52)$$

где $\varphi = 33$ – угол внутреннего трения грунта основания [36];

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины [37].

Задаваясь различными значениями n , определены несколько значений B_{Π} (таблица 6.2) и построены два графика зависимости $B_{\Pi} = f(n)$. Точка пересечения графиков определяет ширину подошвы (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей $B_{\Pi}^I = f(n)$ и $B_{\Pi}^{II} = f(n)$

n	B_{Π}^I	B_{Π}^{II}
0	23,76	29,75
0,10	24,12	28,33
0,20	24,64	27,05
0,30	25,33	25,87
0,40	26,24	24,79
0,50	27,43	23,80
0,60	29,03	22,88

Продолжение таблицы 6.2

n	B_{Π}^I	B_{Π}^{II}
0,70	31,20	22,04
0,80	34,29	21,25
0,90	39,06	20,52

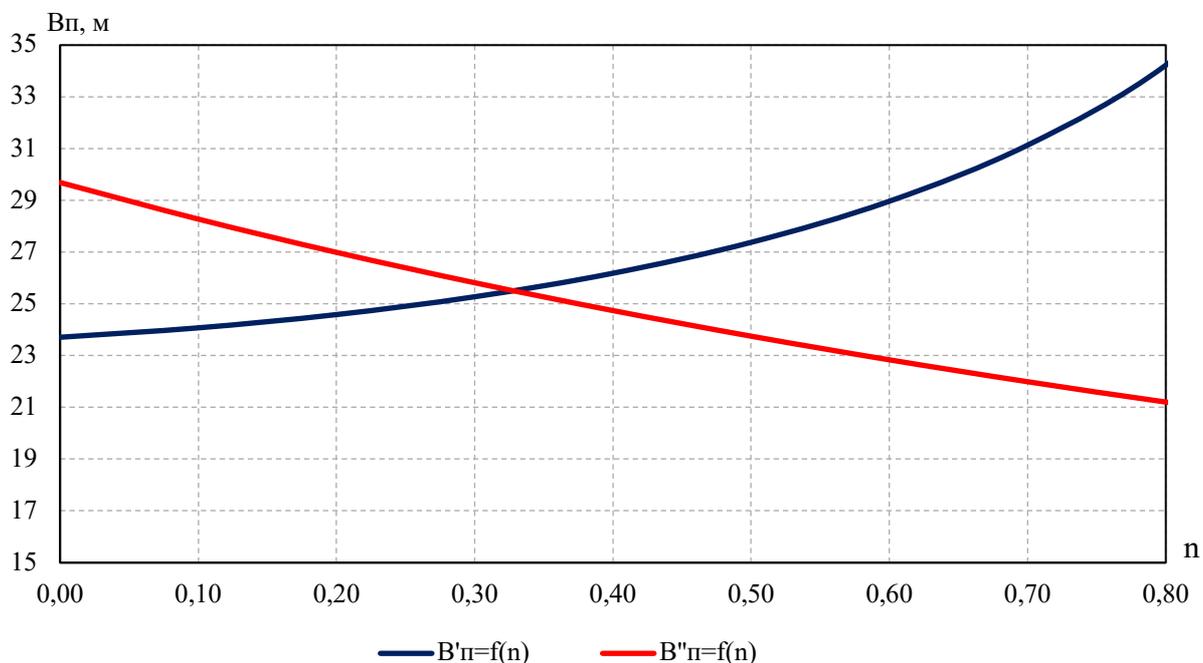


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых $B_{\Pi}^I = f(n)$ и $B_{\Pi}^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $B_{\Pi} = 25,5$ м и $n = 0,33$.

Принимаем ширину подошвы плотины 25,5 м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на нескальном основании разрезка швами в основном произведена по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Расстояние между температурно-осадочными швами 24 м.

Деформационные температурно-осадочные швы устроены вертикальными шириной 4-5 см в верхней части и 1-1,5 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов 1-2 см.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принята на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Разрезной бык состоит из двух полубыков, их суммарная толщина 4 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора.

6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС. Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 41 м, длина стенки, сопрягающей водосбросную и глухую плотины равна 21 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 4 м, длина 166 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \quad (6.53)$$

$$2 \text{ м} \geq \frac{21,1 \cdot 1,15}{25} = 0,97 \text{ м},$$

где $H_d = 21,1$ м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимаем $a_{др} = 2$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 18,5 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 77,00$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 95,50$ и размеры галерей, соответственно, $2,5 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят: фундаментная плита, водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, анкерный понур, шпунт, зубья, дренажи в теле плотины и основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура

6.4.1.1 Понур

Назначение понура – уменьшить фильтрационный расход и снизить противофильтрационное давление в основании плотины путём удлинения путём фильтрации.

Анкерный понур выполнен в виде железобетонных плит толщиной 0,7 м. Длина анкерного понура:

$$l_{\text{п}} = 1 \cdot H = 1 \cdot 30 = 30 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 106,00 - 76,00 = 30$ м.

Для повышения эффективности анкерного понура над ним уложен противофильтрационный слой из глины толщиной 2 м и грунтовой пригрузки.

6.4.1.2 Шпунтовая стенка

Применён железобетонный шпунт. Толщина шпунта 15 см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является изготовления их на месте строительства.

Длина шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты:

$$L_{\text{шп}} = 0,5H = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $H = 30$ м – напор на сооружении.

6.4.1.3 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

Применён трёхслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

Суммарная толщина дренажа не более 1,5 м.

6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

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

Под водобойной плитой устроен плоский горизонтальный дренаж с обратным фильтром. Для отвода фильтрующейся воды устроены дренажные колодцы в отдельных устоях и сопрягающих стенках. Толщина водобоя определена по формуле В.Д. Домбровского (6.41).

6.5.2 Рисберма и ковш

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкции рисбермы по течению уменьшается, достигается это путём уменьшения толщины плит. Толщину плит рисбермы 1-го порядка назначают не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщину плит уменьшают, толщина последней плиты должна быть не менее 0,5 м. Под плитами устраивают обратный фильтр.

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша. Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{23,64}{0,5}} = 7,56 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где $K_p = 1,1$ – коэффициент, зависящий от условий размыва;

$q_p = 23,64 \text{ м}^3/\text{с}$ – удельный расход на рисберме;

$V_n = 0,5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока в НБ 1 м [31, таблица 5.1].

Дно ковша присыпано слоем мелкого камня толщиной 3 м. Уклон откосов ковша 1:2.

Общая длина послепрыжкового участка определена по опыту проектирования рисберм в России:

$$l_{\text{пп}} = 2l_{\text{в}} = 2 \cdot 40,0 = 80,0 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина водобоя.

6.6 Фильтрационные расчёты подземного контура

Для нескального основания фильтрационный расчёт произведён методом удлинённой контурной линии.

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчен в определённом масштабе.

Длина проекции подземного контура на горизонталь:

$$l_0 = L_{\text{пон}} + B_{\text{п}} = 30 + 25,5 = 55,5 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины.

Длина проекции подземного контура на вертикаль:

$$S_0 = \nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{НЗ}} + L_{\text{пп}} = 76,00 - 70,40 + 15 = 20,60 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $\nabla_{\text{НЗ}}$ – отметка низа зубьев.

Глубина активной зоны фильтрации определена в соответствии с таблицей 6.1 [31] по отношению l_0/S_0 :

$$T_a = 0,8S_0 + 0,5l_0 = 0,8 \cdot 20,60 + 0,5 \cdot 55,5 = 44,23 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Так как водоупор в основании отсутствует, за расчётную глубину T_p принята T_a .

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем и нижнем бьефе, до водоупора:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6}{6} = \frac{44,23 + 41,53 + 38,63 + 40,63 + 38,63 + 44,23}{6} = 41,31 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $T_1 = T_6 = T_a = 44,23 \text{ м};$

$$T_2 = T_1 - 2,70 = 41,53 \text{ м};$$

$$T_3 = T_5 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{НЗ}}) = 44,23 - (76,00 - 70,40) = 38,63 \text{ м};$$

$$T_4 = T_1 - (\nabla_{\text{ДНА}} - \nabla_{\text{ПОД}}) = 44,23 - (76,00 - 72,40) = 40,63 \text{ м}.$$

Параметры фильтрационного потока определены с помощью построения треугольника потерь напора. Длина участков l_{0-1} и l_{13-14} :

$$l_{0-1} = l_{13-14} = 0,44T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 41,31 = 18,18 \text{ м}. \quad (6.62)$$

Действительный напор:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 106,00 - 78,11 = 27,89 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Измеренные значения напора в каждой точке схемы занесены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расстояния, снятые с треугольника потерь напора

Номер точки эпюры	H_d , м
0	27,89
1	24,13
2	23,57
3	17,36
4	16,76
5	16,46
7	10,24
8	9,94
9	9,36
10	6,11
11	5,52
12	4,92
13	3,76
14	0
$H_{\text{пону́р}}$	6,21
$H_{\text{шпунт}}$	6,21

6.7 Определение надёжности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla \text{УНБ}_{\text{min}}$.

6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.7.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{\text{пл}}$ и $G_{\text{б}}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{\text{пл}} = 456,43 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 796,24 \text{ м}^2$.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{456,43 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4} = 8955,23 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{796,24 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 4} = 3124,43 \text{ кН/м.} \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

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

где f - площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (107,00 - 100,00 + 0,5) \cdot 20 = 150 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 150 \cdot \sqrt{150} \cdot 9,81 = 991,22 \text{ кН.}$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{991,22}{20 + 4} = 41,30 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

Вес 1 п.м. понура:

$$G_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g \cdot \rho_6 = 21 \cdot 9,81 \cdot 2400 = 494,42 \text{ кН/м,} \quad (6.69)$$

где $S_{\text{п}} = h_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}} = 0,7 \cdot 30 = 21 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения понура.

6.7.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 33,60^2}{2} = 5537,55 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 106,00 - 72,40 = 33,60 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,71^2}{2} = 159,92 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 78,11 - 72,40 = 5,71 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа определяется площадью поперечного сечения тела давления от УНБ до фундаментной плиты:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 2400 \cdot 9,81 \cdot 6,42 = 63,01 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 6,42 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления, определена с помощью программы AutoCAD.

6.7.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,71 = 56,02 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}}^{\text{min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 78,11 - 72,40 = 5,71 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 161,21 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1581,42 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 161,21 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления, включая зубья, определена с помощью AutoCAD.

6.7.1.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывается часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_{\text{Ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 204,54 = 2006,58 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 204,54 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Суммарное фильтрационное давление на секцию понура, определяется по эпюре фильтрационного давления с помощью AutoCAD, площадь данной эпюры ограничена точками 1-4 и равна: $S_{\text{ФП}} = 613,85 \text{ м}^2$.

6.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.76)$$

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов, принимаем $h_H = 2 \text{ м}$;

$\varphi_H = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_n \cdot p_n}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.77)$$

6.7.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.78)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,21 \cdot \left(\frac{12,54}{3,14} + \frac{0,37}{2} \right) = 24,78 \text{ кН/м,}$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,21^2}{12,54} = 0,37 \text{ м.} \quad (6.79)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,54}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,21 = 1,54 \text{ м.} \quad (6.80)$$

6.7.1.7 Сила сопротивления сдвигу анкерного понура

Сила сдвига, которую воспринимает одна секция анкерного понура (поперечное сечение) определяется как [37, рисунок 7.37]:

$$R_a = (W_{\text{п}} - W_{\text{фп}}) \cdot \text{tg} \varphi + c \cdot F, \quad (6.81)$$

где $W_{\text{п}}$ – сила веса призмы давления воды на 1 п.м. анкерного понура;
 $W_{\text{фп}}$ – сила фильтрационного давления на секцию 1 п.м. понура;
 $F = 21 \text{ м}^2$ – площадь понура;
 $\varphi = 33$ – угол внутреннего трения грунта основания;
 $c = 0$ – сцепление грунта основания.

$$W_{\text{п}} = S_{\text{п}} \cdot g = 900 \cdot 9,81 = 8829 \text{ кН,} \quad (6.82)$$

где $S_{\text{п}} = 900 \text{ м}^2$ – площадь давления воды на понур со стороны ВБ;

$$W_{\text{фп}} = S_{\text{фп}} \cdot g = 613,85 \cdot 9,81 = 6021,82 \text{ кН.} \quad (6.83)$$

$$R_a = (8829 - 6021,82) \cdot \text{tg}(33) + 0 \cdot 21 = 1823 \text{ кН.}$$

6.7.2 Оценка прочности плотины

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

Для удобства расчётов составлена таблица 6.4, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [34]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{в}}$	1,0	→	5537,55	11,20	62020,55
$T_{\text{н}}$	1,0	←	159,92	1,90	-304,40
$W_{\text{н}}$	1,0	↓	63,01	11,01	693,59
$G_{\text{б}}$	0,95	↓	2968,21	3,11	-9232,60
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	8507,47	3,51	-29828,02
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	1581,42	0	0
$W_{\text{ф}}$	1,0	↑	2006,58	2,10	4203,80
$E_{\text{н}}$	1,2	→	11,77	3,27	38,48
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	24,78	32,06	794,35
$q_{\text{з}}$	0,9	↓	37,17	9,75	-362,41
-	-	$\Sigma \uparrow \downarrow$	15163,86	ΣM	28023,33

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{15163,86}{25,5} + \frac{6 \cdot 28023,33}{25,5^2} = -336,08 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2). \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^u = -336,08 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 33,60 \cdot (1 - 0^2) = -329,62 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 106,00 - 72,40 = 33,60 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 33,60 + (-336,08)) \cdot 0 = 0. \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.87)$$

$$\sigma_1^u = -336,08 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 33,60 \cdot 0^2 = -336,08 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 33,60 = -329,62 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{15163,86}{25,5} - \frac{6 \cdot 28023,33}{25,5^2} = -853,24 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2). \quad (8.90)$$

$$\sigma_x^t = -853,24 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 5,71 \cdot (1 - 0,58^2) = -321,76 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 78,11 - 72,40 = 5,71 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 30^\circ = 0,58, \quad (6.91)$$

где $\alpha_2 = 30^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (6.92)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5,71 - 853,24) \cdot 0,58 = 460,28 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2. \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^t = -853,24 \cdot (1 + 0,58^2) + 9,81 \cdot 5,71 \cdot 0,58^2 = -1118,98 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 5,71 = -56,02 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верховой и низовой граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-336,08	-853,24
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-329,62	-321,76
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	460,28
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-336,08	-56,02
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-329,62	-1118,98

6.7.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.95)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию

$\gamma_{cd} = 1,0$ – коэффициент условия работы [38, таблица 6];

$$1,15 \cdot 1,0 \cdot |-1118,98| \leq 1,0 \cdot 7,5.$$

$$1,29 \text{ кН/м}^2 \leq 7,50 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.96)$$

$$-336,08 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.97)$$

$$336,08 \text{ кПа} \geq 82,40 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.7.4 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.98)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];

$\gamma_c = 1,0$ – коэффициент условий работы [38];

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 + G_{п} - W_{ф} - W_{взв} + W_{н}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + R_a. \quad (6.99)$$

$$R = (8507,47 + 2968,21 + 37,17 + 494,42 - 2006,58 - 1581,42 + 63,01) \cdot \operatorname{tg} 33^\circ + 1823 = 7331,46 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}. \quad (6.100)$$

$$F = 5537,55 - 159,92 + 24,78 + 11,77 + 0 = 5414,17 \text{ кН.}$$

$$\frac{7331,46 \cdot 1,0}{5414,17 \cdot 1,0} = 1,35 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Тунгусской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Ответственность за безопасность гидротехнического сооружения несёт собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Тунгусской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании вышеизложенного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России.

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ 125000/220–У1, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с

помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Тунгусской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

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

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных местах на территории энергообъекта. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-1120/80-64 мощностью 72,50 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

7.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений Тунгусской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Тунгусской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тунгусского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Тунгусский гидроузел расположен в автономном Эвенкийском округе на реке Подкаменная Тунгуска вблизи села Полигус.

Длина реки составляет 1865 км, площадь бассейна 240 тыс. км². Берёт начало с Ангарского кряжа и протекает по Среднесибирскому плоскогорью. В своих верховьях течёт по широкой и глубокой долине и носит название Катанга. Является по преимуществу горной рекой с порожистым руслом. Во многих местах прорезает выходы твёрдых вулканических пород (траппов) и образует узкие ущелья. Выветрившиеся обнажения траппов по склонам долины образуют характерные столбчатые отдельности или столбы.

Высокие скалистые берега реки с базальтовыми останцами столбами проросли густым лесом. Столбы, по-научному траппы, появились в рельефе 250 млн. лет тому назад как результат мощного извержения древнего вулкана. Но мерзлоту вулкан полностью не растопил, а где это удалось, появились

разрезающие ландшафт каньоны. Позже лавовые потоки растекались, выравнивая рельеф по огромной территории. Каменистое скальное русло сибирской реки представляет собой группу каньонов, тектонический разлом на Среднесибирском плоскогорье. Заполнился разлом из подземных водных пластов.

Основными источниками загрязнения реки Подкаменная Тунгуска в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (3–5 ПДК), медь (3–35 ПДК), на участке Полигус – Байкит постоянно отмечается повышенное содержание органических веществ, нефтепродуктов и общего железа (до 3 ПДК). Особенно высокие концентрации меди фиксируются в районах Саратова и Камышина (до 90 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 4,6 до 8,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2017 г. составила около 25 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Подкаменная Тунгуска достигает 2 м.

В водохранилище обитает более 20-ти видов рыб. Основу ихтиофауны составляет: ленок, тугун, хариус, щука, плотва, елец, язь, голянь озёрный, карась серебряный, налим, окунь. По сравнению с прошлыми периодами промысловые уловы в 2000-е гг. снизились в 3-4 раза и составляют около 1000 т; рекреационный вылов оценивается в 500–700 т, величины браконьерских уловов достоверно не оценены. Половину уловов составляют малоценные виды – мелкий частик (плотва, окунь, краснопёрка). В водохранилище сохранилось не более 100 га нерестилищ осетровых рыб, которые весьма требовательны к экологическим условиям естественного воспроизводства (высокое качество воды, скоростной режим, галечниковое дно); до создания водохранилища площадь естественных нерестилищ была в 10 раз больше.

В настоящее время на территории отмечено 145 видов птиц. Среди животных обычны: лось, бурый медведь, соболь, белка, волк, северный олень, россомаха.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Тунгусского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов

рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Подкаменная Тунгуска на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Подкаменная Тунгуска необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

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

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Тунгусского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Подкаменной Тунгуски в нижнем бьефе Тунгусского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, 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. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- 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.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (703872 м³);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{703872 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 31675 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

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

где N – количество арматуры, т (100 т);
 q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{100 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 31675 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 2 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Тунгусского 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.

В связи с тем, что ГЭС находится вблизи населённого пункта Полигус, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Подкаменная Тунгуска от сбросов Тунгусской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселений Полигус, Байкит, в пределах промплощадок объектов Тунгусской 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.

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

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

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

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;
- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;
- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Составленный график позволяет определить суммы объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	290	290	290	290	290
Число часов использования установленной мощности	Часы	504	504	504	504	504
Выработка электроэнергии	МВт · ч	123610	123610	123610	123610	123610
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	1236	1236	1236	1236	1236
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	122374	122374	122374	122374	122374
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт · ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	139,87	143,79	147,58	151,13	154,44
НДС к выручке	млн. руб.	23,31	23,96	24,60	25,19	25,74

На основании данных таблицы 8.1 можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей и рост тарифов на электроэнергию.

8.1.2 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 ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	25,215
Прочие	274,0	39,035
Итого по ГЭС	–	64,249

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «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	33,174
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	2,322
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,673
Итого	–	36,169

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Подкаменная Тунгуска составляет 4,8 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				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	325,62	373,52	415,41	462,24	507,88
Расходы на страхование, млн.руб.	41,74	51,09	58,46	65,50	72,94
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	67,14	67,14	67,14	67,14	67,14
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,61	3,19	5,48	6,14	6,84

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	36,17	36,17	36,17	36,17	36,17
Налог на воду, млн.руб.	9,31	10,16	10,16	10,16	10,16
Итого, млн.руб.	482,59	541,27	592,83	647,34	701,13

Исходя из данных таблицы видно, что затраты по гидроузлу ежегодно увеличиваются за счёт ежегодного увеличения расходов на страхование и амортизационных отчислений.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

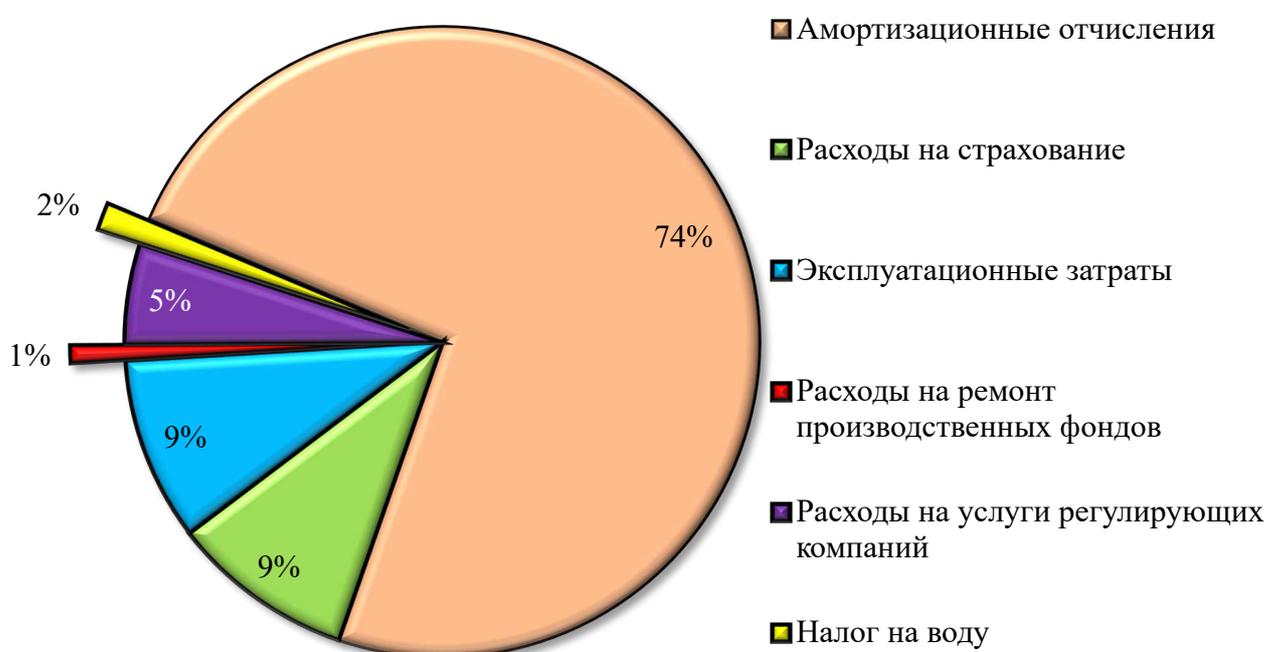


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшую долю от общих текущих затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, так как производство электроэнергии на ГЭС капиталоемкое. Это объясняется тем, что данная категория необходима для обеспечения обновления и повышения технического уровня основных фондов, особенно оборудования. В амортизационном фонде должны быть накоплены необходимые средства для своевременной замены устаревшего оборудования и других фондов без ущерба для предприятия.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт · ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за исследуемый период приведены в таблице 8.6. Структура налогов представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	309,70	314,73	327,44	339,86	352,57
НДС, млн.руб.	134,79	469,32	479,70	489,09	499,31
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	17,16	17,16	17,16	17,16	17,16
Налог на имущество, млн.руб.	164,74	168,10	156,46	144,84	133,27
Итого, млн.руб.	626,39	969,30	980,76	990,95	1002,30

Наибольшую долю от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Объёмы данных налогов обусловлены числом часов использования установленной мощности, а также обеспечением выработки электроэнергии Тунгусской ГЭС, которая имеет определённую стоимость.

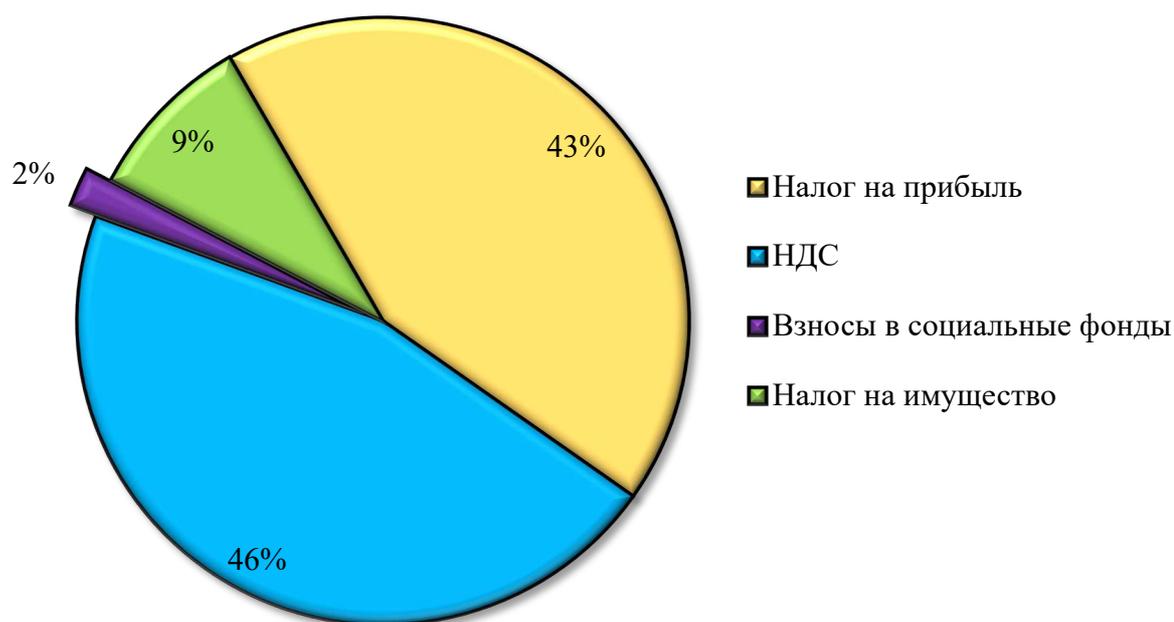


Рисунок 8.2 – Структура налогов, %

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым 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.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	2082,70	2140,47	2196,54	2249,04	2301,99
Текущие расходы, млн.руб.	482,59	541,27	592,83	647,34	701,13
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	2072,54	2130,31	2186,38	2238,88	2291,83
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	1567,44	1555,90	1553,17	1556,15	1549,08
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	209,12	311,15	311,01	311,24	309,70
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1332,69	1244,72	1242,53	1244,92	1239,26
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

На рисунке 8.3 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования.

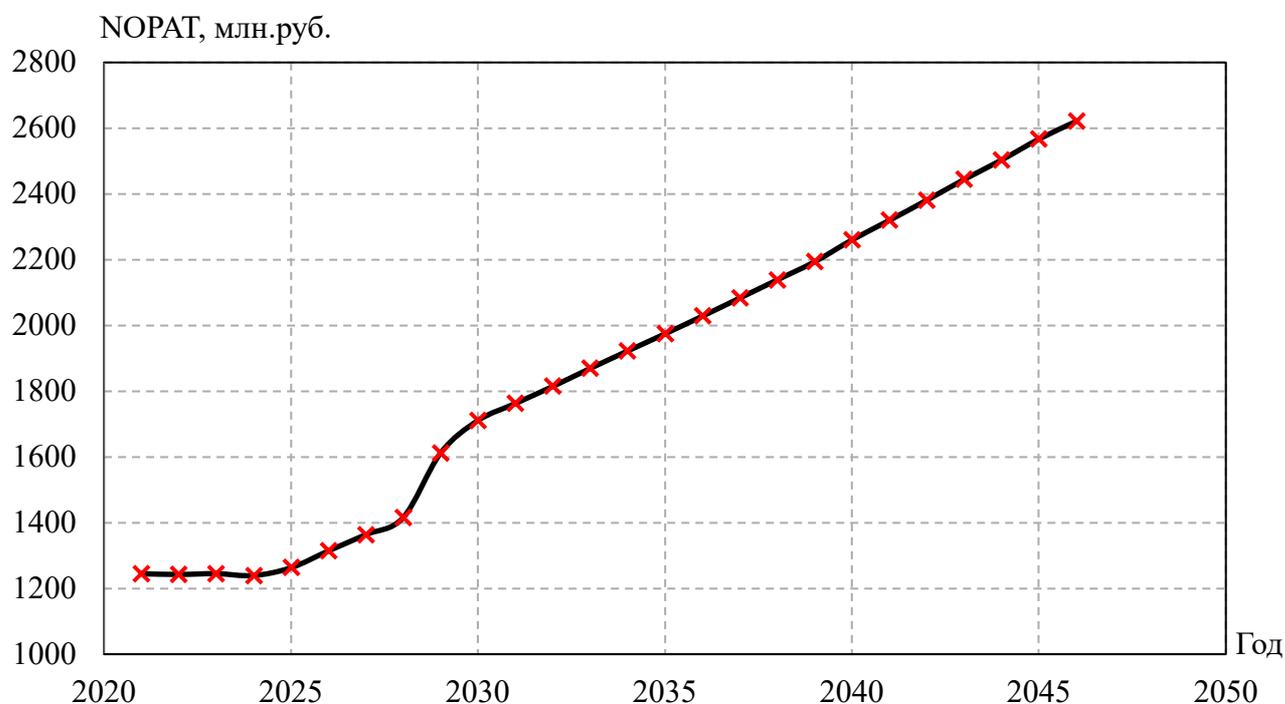


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн.руб.

В связи с ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» в прогнозируемом периоде

наблюдается рост суммы чистой прибыли. Провалы графика (рисунок 8.3) обусловлены затратами на приобретение и монтаж оборудования, а также возведение плотины.

8.3 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта

На рисунке В.1 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Рисунок В.1 представлен в приложении В.

По рисунку В.1 видно, что проект полностью окупается ещё до конца строительных работ, это связано с запуском последнего гидроагрегата, пуск которого запланирован на конец 2028 года. В связи с этим гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится и прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

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

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:
а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №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 проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSysytems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Тунгусской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.
3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Тунгусская ГЭС на реке Подкаменная Тунгуска»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	109
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	4545,27
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,86
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	18,95
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	89530

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,86$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход. Период окупаемости проекта составляет 109 месяцев, следовательно, проект окупится ещё до окончания, так как длительность проекта составляет 360 месяцев (30 лет).

8.4.3 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.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб.	239,67	342,54	342,41	339,24	471,80

Продолжение таблицы 8.9

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В региональный бюджет, млн.руб.	91,13	113,59	127,48	145,59	164,74
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	330,80	456,14	469,90	484,83	636,55

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты (таблица 8.9).

8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это основной метод оценки эффективности и рисков любого проекта в зависимости от изменения ключевых параметров. В данном разделе проведён анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- объёма инвестиций;
- цены сбыта;
- ставки дисконтирования.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения объёма инвестиций в рассматриваемый проект представлено на рисунке 8.4.

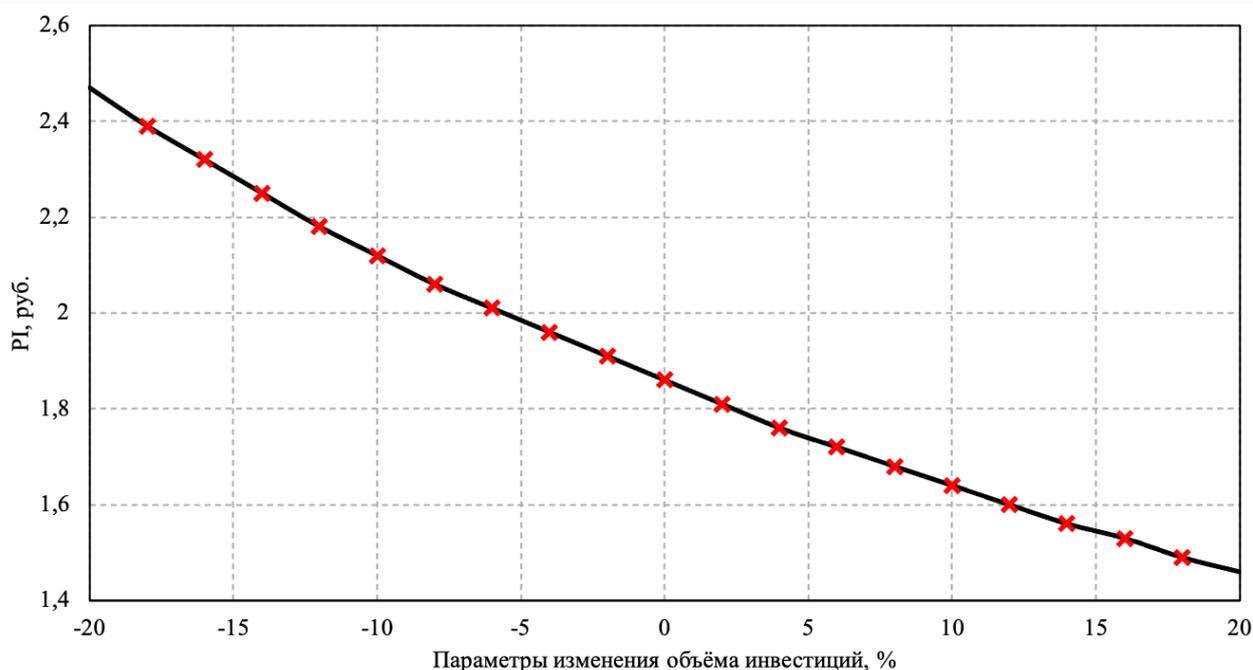


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объёма инвестиций

По графику, представленному на рисунке 8.4, видно, что при увеличении объёма инвестиций на 20 процентов индекс доходности снижается на 0,5 руб., в то время как, при снижении объёма инвестиций на те же 20 процентов, индекс доходности увеличивается на 0,6 руб. Следовательно, можно сказать, что увеличение объёма инвестиций неизбежно ведёт к обратному эффекту величины индекса доходности (PI), а именно к его уменьшению.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения цены сбыта в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.5.

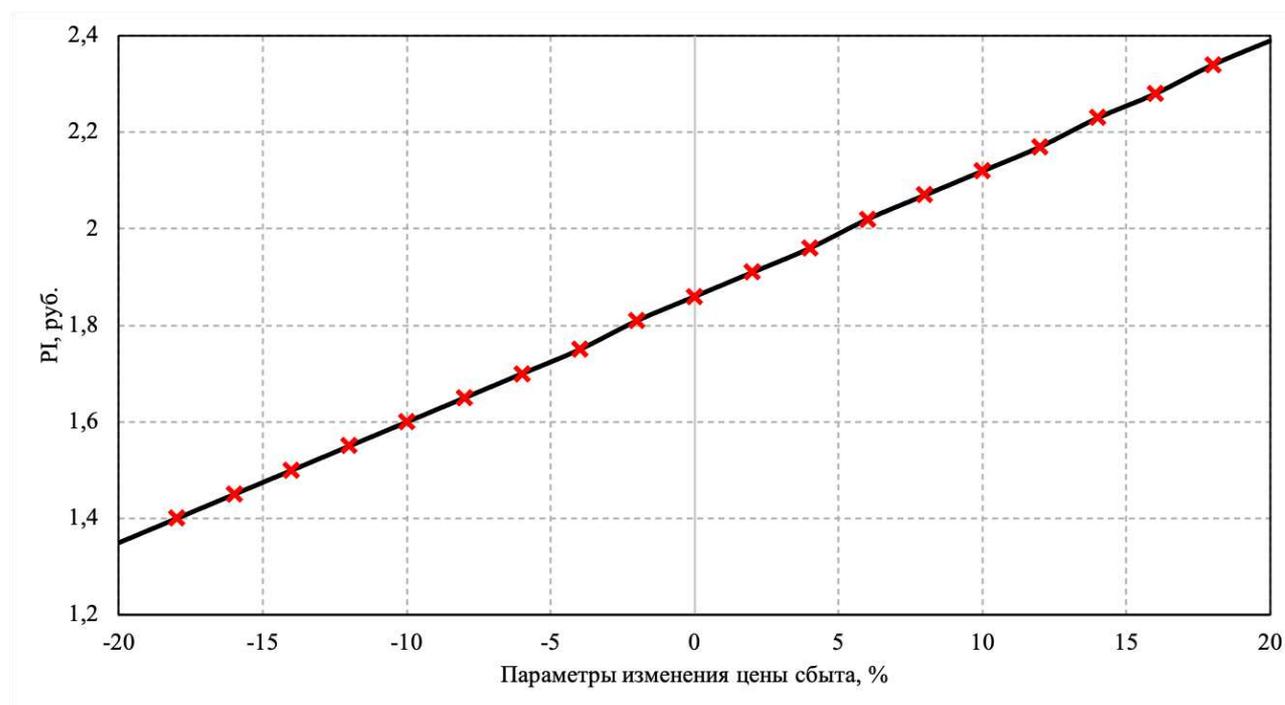


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

По графику, представленному на рисунке 8.5, можно сказать, что наблюдается прямая зависимость, так как при увеличении цены сбыта на 20 процентов индекс доходности увеличивается на 0,5 руб.

Изменение величины индекса доходности (PI) от изменения ставки дисконтирования в рассматриваемом проекте представлено на рисунке 8.6.

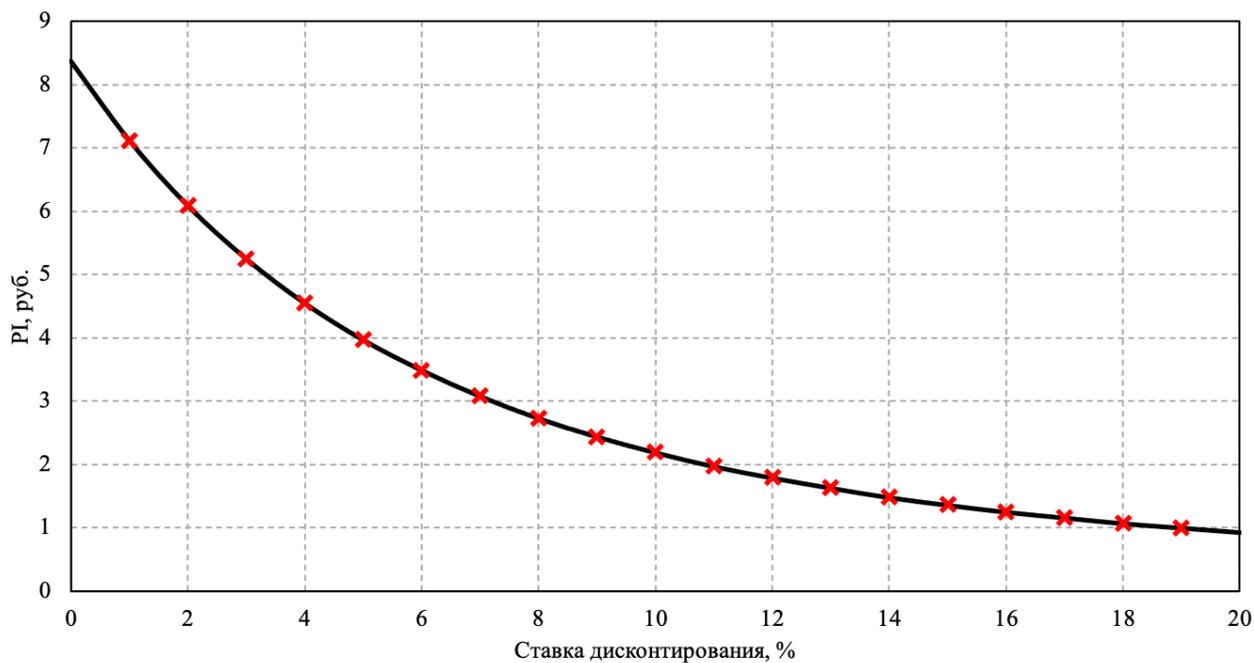


Рисунок 8.6 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику, представленному на рисунке 8.6, видно, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведённый доход.

9 Целесообразность применения в схеме собственных нужд ГЭС трансформаторов из магнитомягкой стали

9.1 Общие сведения

Современная энергетика не стоит на месте, с каждым годом появляются новые технологии производства, совершенствования оборудования. В связи с ростом глобальной конкуренции на рынке усиливаются и требования к эффективности функционирования и развития отраслей энергетике, к доступности энергетических ресурсов и энергетических услуг. При этом существует проблема высокого уровня нормируемых технологических потерь электрической энергии. Наиболее эффективным решением данных проблем, в соответствии с требованиями по качеству и надёжности отпуска электроэнергии, является применение инновационного электрооборудования.

В соответствии с требованиями системы питания собственных нужд (СН) ГЭС решением одной из проблем является применение аморфных ферромагнитных материалов в магнитопроводе трансформатора, который осуществляет питание шин собственных нужд ГЭС. Важным фактором является то, что использование таких методов пока не имеет широкого применения в существующих системах питания СН ГЭС. Это связано с тем, что отечественная электроэнергетическая промышленность практически не нашла должного применения названного оборудования в системах электроснабжения, а зарубежное электрооборудование по многим причинам ещё не получило должного распространения. Кроме того, отсутствует нормативная база по созданию и эксплуатации перспективных систем электроснабжения, включающих в себя инновационное оборудование и, в основном, то, что связано с построением адекватных математических моделей для анализа их рабочих режимов [45–48].

Трансформатору, как и любому другому устройству, для работы требуется энергия, в связи с чем, нельзя полностью устранить потери. Часть этой энергии уходит на нагрев проводов (потери короткого замыкания), часть – на перемагничивание (потери холостого хода). В связи с изменением нагрузки на протяжении суток весомерность единицы потерь холостого хода (P_{xx}) в 2–4 раза выше единицы потерь короткого замыкания ($P_{кз}$). При этом, трансформаторы работают круглосуточно, и соответственно потери P_{xx} происходят постоянно.

Использование электротехнической стали с ориентированными зёрнами и применение технологии *step-lap* при изготовлении магнитопровода позволило снизить P_{xx} на 20–30%, и это было серьёзным достижением. Применение же аморфной стали позволяет совершить настоящий технологический прорыв, снизив P_{xx} в 2–3 раза.

Нагрузочные потери в трансформаторах в зависимости от увеличения нагрузок вариативны, в то время как потери холостого хода имеют постоянную величину. Ключ к решению проблемы потери энергии – снижение потерь холостого хода.

9.2 Характеристики аморфного сплава

Аморфный сплав – это определённый вид прецизионного сплава. Его отличительной характеристикой от сплавов кристаллической структуры, является целый комплекс физических и химических свойств. Одним из основных отличий аморфного сплава от электротехнической стали является отсутствие периодичности в расположении атомов (рисунок 9.1). А также эти сплавы отличаются от кристаллических сплавов большей устойчивостью к коррозии, они прочнее в несколько раз и обладают лучшей электромагнитной характеристикой.

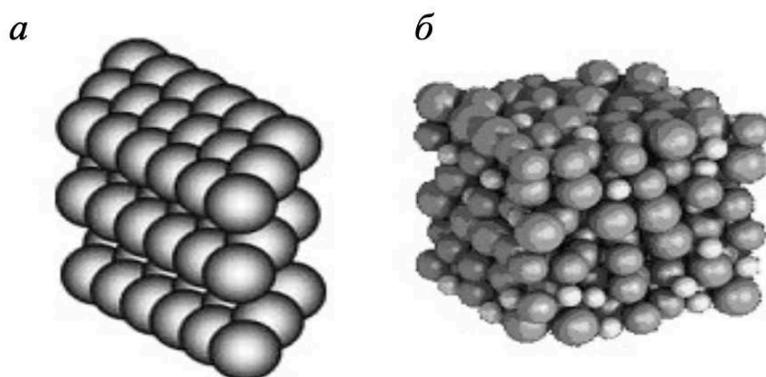


Рисунок 9.1 – Модель структуры материала: а) с кристаллической решёткой; б) аморфная

В настоящее время, для использования в электротехнических устройствах наибольшее распространение получили аморфные сплавы на основе металлов переходной группы железо – никель – кобальт (Fe; Ni; Co), взаимодействующие с металлоидами бор – кремний – углерод (B; Si; C), которые понижают температуру плавления и обеспечивают более лёгкое достижение температуры стеклования аморфного сплава при его охлаждении. В результате исчезают междоменные границы, что приводит к высокой твёрдости, прочности и коррозионной стойкости таких материалов.

Аморфное состояние достигается подбором химического состава сплава и использованием специальной технологии сверхбыстрого охлаждения со скоростью выше критической, для чего исходный расплав выливается на быстро вращающийся диск (рисунок 9.2). При попадании на поверхность диска расплав охлаждается со скоростью около 10^6 К/с и превращается в ленту толщиной от 15 до 60 мкм, имеющей аморфную структуру, аналогичную структуре стекла. Лента навивается в кольцевые, U-образные сердечники или формируется в виде стержней. Технология навивки позволяет получать сердечники с диаметром от нескольких миллиметров до 500 мм.

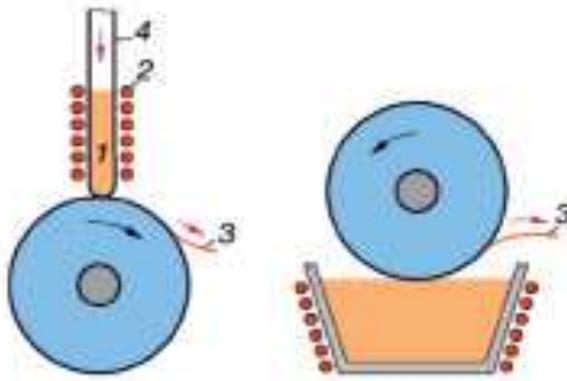


Рисунок 9.2 – Схемы устройств для получения аморфных сплавов закалкой из жидкого состояния: а – нанесение расплава на вращающийся металлический диск или цилиндр; б – извлечение расплава вращающимся диском; 1 – расплав; 2 – нагревательное устройство (индукционная печь); 3 – лента аморфного сплава; кварцевая трубка

Придание материалам специфических свойств достигается термомагнитной обработкой, в результате которой структура ленты может остаться аморфной, стать частично кристаллизованной или нанокристаллизованной.

Особенностью нанокристаллических сплавов является их сверхмелкокристаллическая структура. Размер кристаллов (наночастицы) в этих сплавах составляет от 1 до 10 нм. Нанокристаллические и аморфные сплавы по своим свойствам во многом похожи. Во-первых, они имеют структурное сходство. Как известно, структура аморфных сплавов имеет ближний порядок, т.е. состоит из упорядоченных микрогруппировок атомов, размеры которых близки к размерам нанозёрен нанокристаллических сплавов. Во-вторых, это технология получения. В настоящее время наиболее распространённым методом получения наноструктуры является регулируемая кристаллизация из исходного аморфного состояния. Таким образом, «материнской» основой нанокристаллического сплава является сплав аморфный. Структура нанокристаллического сплава представляет собой двухфазную систему, одной из фаз которой являются нанокристаллы, а другой – остаточная аморфная матрица.

Нагрузочные потери в трансформаторах в зависимости от увеличения нагрузок вариативны, в то время как потери холостого хода имеют постоянную величину. Ключ к решению проблемы потери энергии – снижение потерь холостого хода.

Для снижения потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов применяют сложенную впятеро ленту из аморфного сплава типа.

Для снижения потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов применяют сложенную впятеро ленту из аморфного сплава типа Fe₇₈B₁₃Si₉.

Преимущества аморфной стали перед электротехническими сталями и прецизионными магнитомягкими сплавами:

- высокая износостойкость;

- высокая коррозионная стойкость;
- высокое удельное электрическое сопротивление;
- низкая коэрцитивная сила;
- высокие значение магнитной проницаемости;
- низкие удельные потери.

При этом недостатком аморфной стали является то, что она выпускается в виде тонкой ленты, из которой невозможно изготовить магнитопровод с применением традиционных технологий, а также невысокая термическая устойчивость, т.е. потеря своих свойств при превышении температуры допустимых значений.

В таблице 9.1 приведено сравнение основных параметров аморфной стали с параметрами электротехнической стали.

Таблица 9.1 – Физические свойства материалов сердечника трансформатора

Материал	Индукция B , Тл	Удельное электрическое сопротивление ρ , мкОм · см	Потери на перемагничивание $W_{1,5/50}$, Вт/кг	Толщина d , мм
Электротехническая сталь	2,03	50	0,440	0,230
Аморфная сталь	1,56	130	0,070	0,025

Кривые намагничивания традиционной электротехнической стали (Fe97Si13) и аморфного сплава (Fe78B13Si9) представлены на рисунке 9.3.

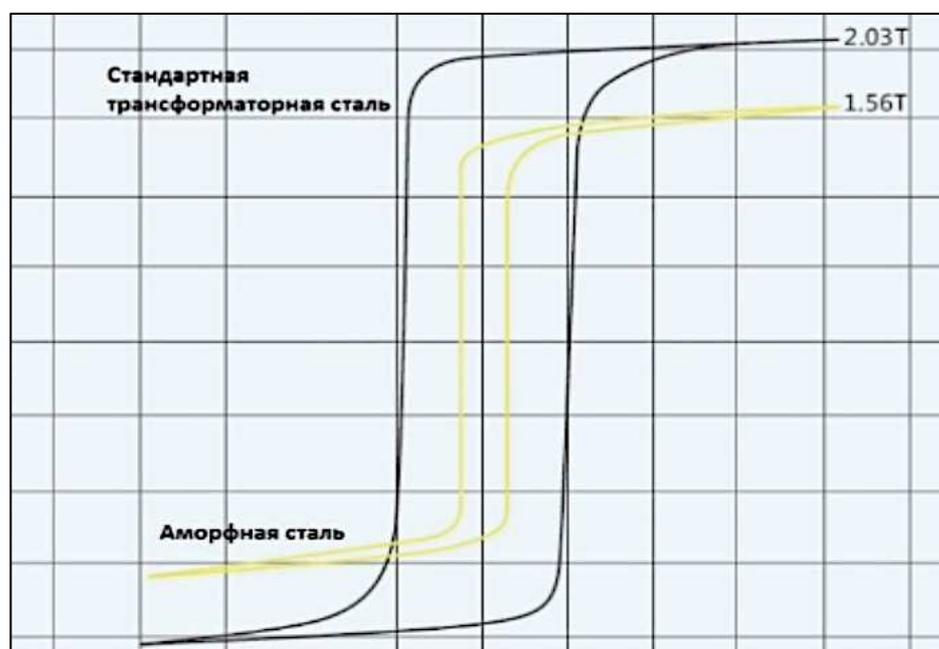


Рисунок 9.3 – Кривые намагничивания ТСТ и АМТ

9.3 Особенности конструкции трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали

Конструктивно и визуально трансформаторы ТСЛА с аморфным сердечником не отличаются от обычных сухих трансформаторов ТСЛ, ТС, кроме трансформаторов с броневым сердечником.

Трансформатор ТСЛА конструктивно состоит из закреплённого на раме-основании стержневого или броневого магнитопровода (сердечника), на который устанавливаются обмотки низкого и высокого напряжения. Магнитопровод изготавливается из тонких листов специальной аморфной стали, с междулистовой изоляцией, и стягивается прессующими балками. Из-за хрупкости аморфной стали крепление магнитопровода производится к обмоткам, расположенным на несущей базе. По этой причине требуются дополнительные мероприятия по увеличению жесткости конструкции. Кроме того, аморфная сталь имеет более низкую рабочую индукцию, что приводит к более массивной активной части самого трансформатора. В остальном конструкция трансформатора остаётся прежней.

Сравнение размеров и массы, а также параметры стержневых трансформаторов с магнитопроводом из электротехнической стали и трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали представлено в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Параметры трансформаторов

Параметры		ТСЗ – 2500 (электротехническая сталь Fe97Si13)	ТСЛА – 2500 (аморфная сталь Fe78B13Si9)
Мощность, кВ · А		2500	
Напряжение, кВ	ВН	10,5	
	НН	0,4	
Потери, Вт	КЗ	18200	17170
	ХХ	3840	1200
Напряжение КЗ, %		6,0	
Ток ХХ, %		0,3	0,5
Габаритные размеры, мм	длина	2255	2400
	ширина	1264	1430
	высота	2610	2600
Масса, кг		6110	7150

9.4 Потери холостого хода силовых трансформаторов по данным Metglas

По данным американской компании Metglas потери за год в силовых трансформаторах распределительных сетей, в которых используется магнитопровод из электротехнической стали, составляют около 8 % их закупочной стоимости. В таблице приведены усреднённые потери холостого

хода для силовых трансформаторов на номинальное напряжение 10 кВ и мощностью от 25 до 2500 кВ·А.

Как видно из таблицы 9.3, использование в магнитопроводах аморфных материалов, вместо традиционной трансформаторной стали позволяет сократить потери холостого хода в 4-5 раз. Энергоэффективные распределительные трансформаторы с магнитопроводами из нанокристаллических материалов, по данным энергетических компаний США и Японии, окупаются у покупателя примерно за три года.

Кроме снижения потерь в магнитопроводе из нанокристаллических сплавов также уменьшается значение тока намагничивания. В результате при снижении потерь холостого хода и снижении тока намагничивания в трансформаторах:

- снижается температура трансформатора и увеличивается его срок службы;
- в несколько раз снижаются затраты при передаче электроэнергии потребителю;
- имеет место общее сокращение энергопотребления в энергетике страны; и как результат общее существенное снижение объёма сжигания органического топлива для выработки электроэнергии и вредных выбросов в атмосферу.

Таблица 9.3 – Усреднённые потери холостого хода для силовых трансформаторов

Мощность трёхфазного трансформатора 10 кВ	Усреднённые потери ХХ, магнитопровод – трансформаторная сталь <i>SiFe</i>	Усреднённые потери ХХ, магнитопровод – аморфная сталь	Сравнительное снижение потерь, %
25 кВ·А	100	28	72
40 кВ·А	140	39	72
63 кВ·А	180	50	72
100 кВ·А	260	66	75
250 кВ·А	520	150	71
630 кВ·А	1000	280	77
1000 кВ·А	1700	350	80
1600 кВ·А	2100	490	77
2500 кВ·А	2700	550	80

За рубежом первые распределительные трансформаторы мощностью 630 – 1000 кВ·А с аморфным сердечником были изготовлены более 10 лет назад. В данном направлении более всех продвинулись США, Китай и Индия. Начиная с 2009 года, ряд европейских распределительных компаний также установили в опытную эксплуатацию несколько трансформаторов мощностью 400 кВ·А с сердечником из аморфной ленты. В 2012 году первой в России к выпуску силовых трансформаторов с аморфными сердечниками АТМГ приступила группа «Трансформер».

9.5 Сравнительный расчёт потерь холостого хода трансформаторов

Потери холостого хода в трансформаторах напрямую зависят от характеристик намагничивания железа, а именно: магнитопровода трансформатора, катушек. Сравнимые трансформаторы имеют разные материалы магнитопровода. В связи с этим проведена оценка потерь холостого хода в трансформаторах. Потери холостого хода рассчитаны по формуле:

$$\Delta W_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (9.1)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформаторов (таблица 9.2);
 $t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течение года, определяемое по выражению:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч.} \quad (9.2)$$

Потери холостого хода рассчитаны при работе трансформаторов в течение года. Результаты расчёта представлены в таблице 9.4. Сравнительная диаграмма потерь холостого хода трансформатора с магнитопроводом из электротехнической стали (ТСТ) и трансформатора с магнитопроводом из аморфной стали (АМТ) представлена на рисунке 9.4.

Таблица 9.4 – Расчёт потерь холостого хода трансформаторов

Месяц	ΔW_{xx} , тыс. МВт · ч					
	1	2	3	4	5	6
ТСТ	33,52	67,03	100,55	134,07	167,59	201,10
АМТ	10,47	20,95	31,42	41,90	52,37	62,85

Продолжение таблицы 9.4

Месяц	ΔW_{xx} , тыс. МВт · ч					
	7	8	9	10	11	12
ТСТ	234,62	268,14	301,66	335,17	368,69	402,21
АМТ	73,32	83,79	94,27	104,74	115,22	125,69

По рисунку 9.4 видно, что использование трансформатора с магнитопроводом из магнитомягкой стали позволяет снизить потери в стали (потери холостого хода) на 69% по отношению к трансформатору с магнитопроводом из стандартной электротехнической стали.

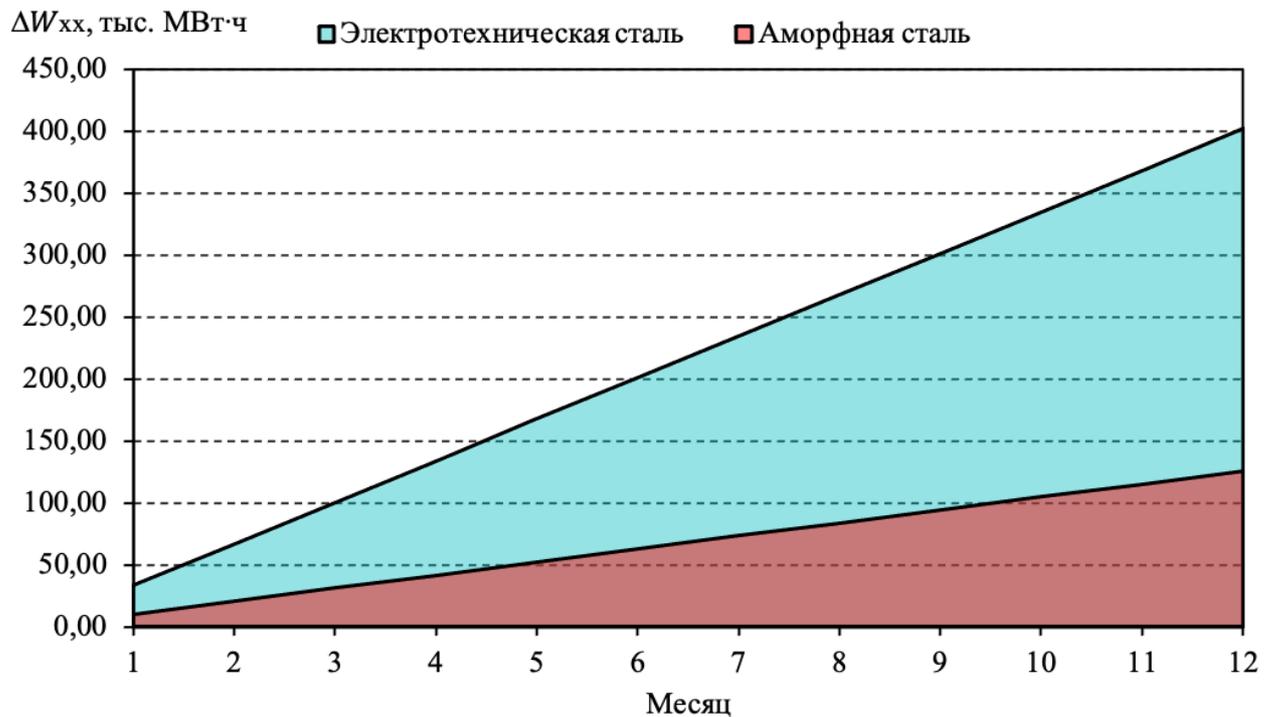


Рисунок 9.4 – Потери холостого хода трансформаторов

9.6 Технико-экономический расчёт

Экономический эффект от внедрения трансформатора с магнитопроводом из аморфной стали оценивается через снижение ежегодных затрат оплаты потерь электроэнергии, руб.:

$$I_{\Delta W} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_{нагр}, \quad (9.3)$$

где ΔW_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе;
 $\Delta W_{нагр}$ – нагрузочные потери в трансформаторе;
 $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ и $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ – коэффициенты, равные отношению потерь мощности в момент максимума нагрузки к максимальным потерям.

Потери холостого хода, а также нагрузочные потери в трансформаторах рассчитаны следующим образом:

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot t_{раб}, \quad (9.4)$$

$$\Delta W_{нагр} = \Delta P_k \cdot \tau, \quad (9.5)$$

где ΔP_{xx} и ΔP_k – потери холостого хода и КЗ трансформаторов (таблица 9.2);
 τ – время максимальных потерь;
 $t_{раб}$ – время работы блока в течение года.
 Значение τ определяется по эмпирической формуле:

$$\tau = (0,124 + T_m/10^4)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000/10^4)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.} \quad (9.6)$$

Экономия средств определяется как разность затрат:

$$\Delta \mathcal{E} = I_{\Delta W \text{ ТСТ}} - I_{\Delta W \text{ АМТ}}. \quad (9.7)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Экономический расчёт

Трансформатор	ΔW_{xx} , МВт · ч	$\Delta W_{\text{нагр}}$, МВт · ч	$I_{\Delta W}$, тыс. руб./год	$\Delta \mathcal{E}$, тыс. руб./год
ТСТ	33517,4	43776,2	1277,73	326,07
АМТ	10474,2	41298,8	951,67	

Учитывая достаточное количество гидроэлектростанций, на которых соответственно применяются трансформаторы собственных нужд и длительный срок их службы, потенциальный эффект экономии затрат за счёт использования трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали составит миллионы рублей в год.

Целесообразность инвестиций в технологию трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали может оцениваться по совокупной стоимости владения (ССВ). Коэффициент ССВ включает в себя начальную стоимость трансформатора и экономию на будущие затраты от потери энергии в течение срока службы.

Стоимости потерь при нагрузке и КЗ рассчитываются по формулам:

$$I_{\Delta W(\text{xx})} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}}. \quad (9.8)$$

$$I_{\Delta W(\text{кз})} = \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{нагр}}. \quad (9.9)$$

Результаты расчётов стоимостей потерь и ССВ, а также стоимости трансформаторов представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Общая стоимость владения

Трансформатор		$I_{\Delta W(\text{xx})}$, руб.	$I_{\Delta W(\text{кз})}$, руб.	Цена, руб.	ССВ, руб.
В 1-й год эксплуатации	ТСТ	402209	875524	2062000	411932
	АМТ	125690	825975	2800000	
В течение всего срока эксплуатации	ТСТ	10055132	21888100	2062000	7413694
	АМТ	3142260	20649378	2800000	

Несмотря на то, что стоимость трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали на порядок дороже традиционных, значительное снижение потерь холостого хода в АМТ обеспечивает преимущество в течение срока

службы трансформатора. Коэффициент ССВ показывает разницу первоначальных затрат между АМТ и ТСТ (рисунок 9.5), однако в дальнейшем данные вложения будут оправданы значением, рассчитанным ранее (9.7). На рисунке 9.6 представлены диаграммы общей стоимости владения в течение срока эксплуатации трансформаторов (25 лет).



Рисунок 9.5 – Диаграмма общей стоимости владения в первый год эксплуатации

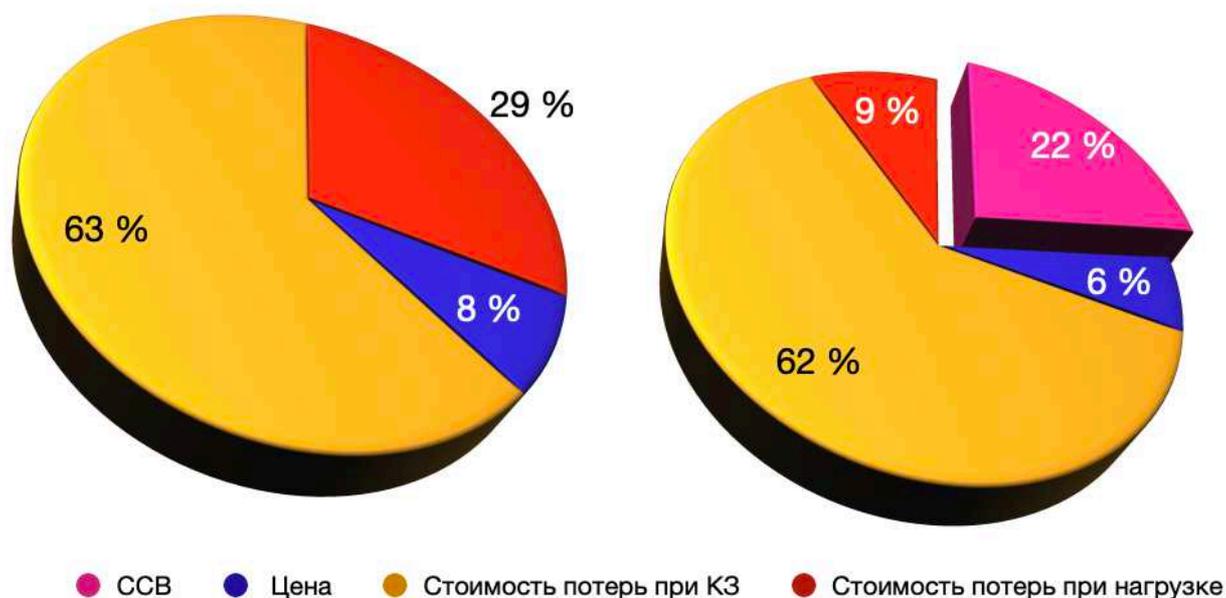


Рисунок 9.6 – Диаграмма общей стоимости владения в течение всего срока эксплуатации

Из результатов ТЭР видно, что энергоэффективность аморфных трансформаторов значительно выше, чем энергоэффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода и обмоток. Применение аморфной стали в конструкции магнитопровода трансформатора

позволит снизить потери холостого хода, тем самым благотворно повлиять на схему выдачи мощности ГЭС, уменьшив потери в системах собственных нужд станции, что увеличит её надёжность.

Более широкое применение аморфных трансформаторов в электроэнергетических системах даст не только экономию энергии, но и экологический эффект. Значительная экономия электроэнергии приводит к снижению расхода топлива на электростанциях, что снижает выбросы парниковых газов. Это важно с социальной и экономической точки зрения, поскольку упрощает выполнение международных соглашений в области охраны окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Тунгусского гидроузла на реке Подкаменная Тунгуска, являющимся сооружением III класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 290 МВт и среднемноголетняя выработка 123,59 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 28,0 м;
- расчетный – 21,1 м;
- минимальный – 19,1 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ30б-В-710. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 88,2 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1120/80-68 с номинальной активной мощностью 72,5 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (4 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 125000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-3500/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминовые провода марки АС-300/39.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 25,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 72,40;
- число водопропускных отверстий – 9;
- ширина водопропускных отверстий – 20 м;
- отметка гребня плотины – 110,00;
- ширина гребня – 20 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Бетонная плотина

разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,35 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Тунгусского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 109 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,34 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 89530 руб./кВт.

Таким образом строительство Тунгусского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 02.11.2013 №986 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
34. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
35. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
40. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
42. Инаходова Л.М., Гольдштейн В.Г., Казанцев А.А. О проблемах электроснабжения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 5. С. 107–111.

43. Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 7–12.

44. Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Новосибирск: НГТУ, 2014. 155 с.

45. Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I-III габаритов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 1. С. 43–53.

46. Флиппов А.Е., Соснин В.В. Энергосберегающие трансформаторы с магнитопроводами из аморфных сплавов // Энерго Эксперт. 2012. № 2. С. 52–54.

47. Хавроничев С.В., Сошинов А.Г., Галушак В.С., Копейкина Т.В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 12. С. 607–610.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

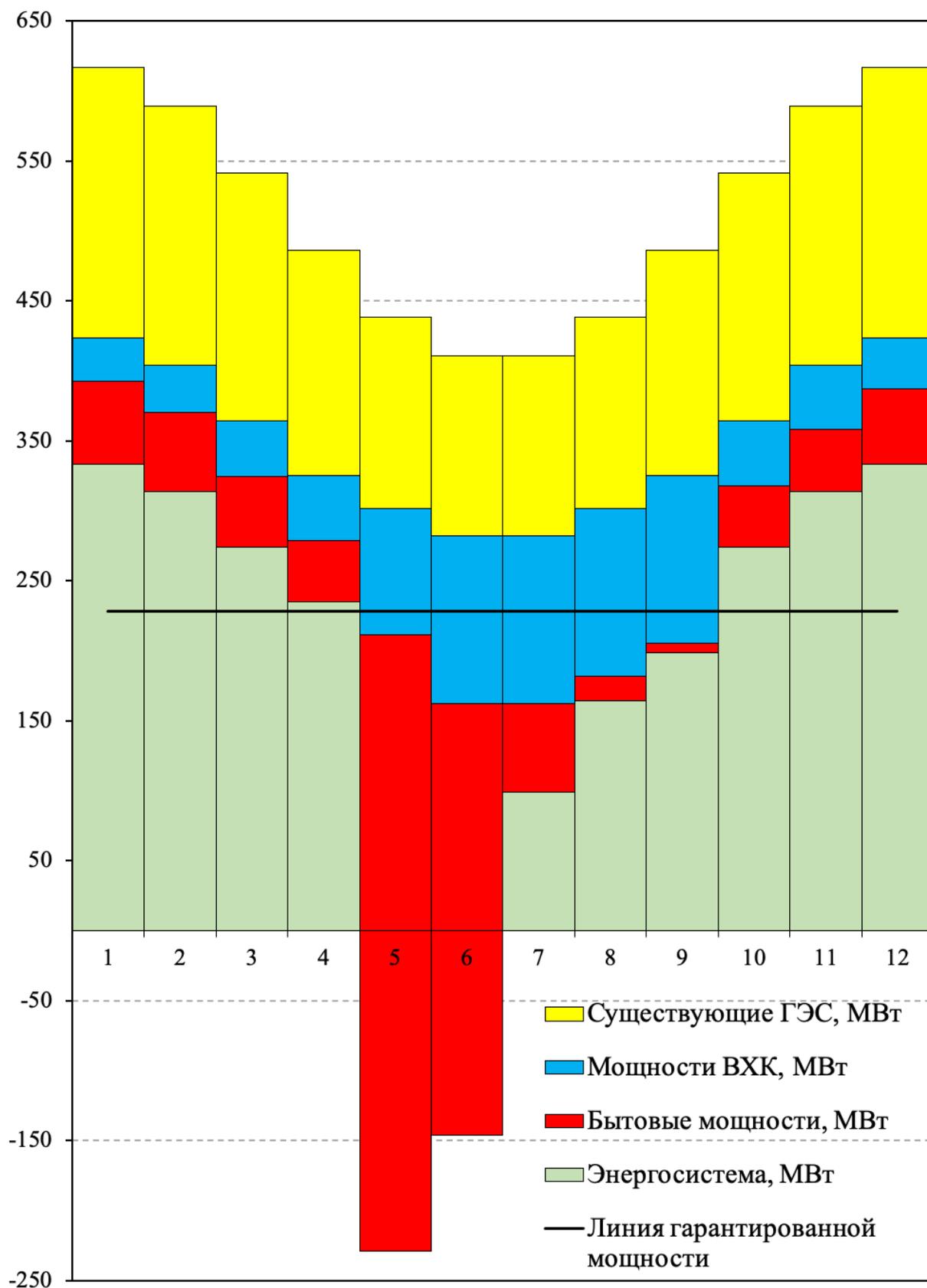


Рисунок А.1 – Баланс энергии

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	218	2	7	14	0	195	445	640	400	0	647	33,29	1,15	32,14	106,00	105,67	105,83	81,21	24,32	137	137
XI	215	2	7	14	0	192	672	864	400	0	871	32,14	1,74	30,4	105,67	105,13	105,40	81,93	23,18	176	176
XII	173	2	7	14	0	150	853	1003	400	0	1010	30,4	2,21	28,19	105,13	104,39	104,76	82,26	22,21	196	196
I	151	2	7	14	0	128	918	1046	400	0	1053	28,19	2,38	25,81	104,39	103,51	103,95	82,35	21,30	196	196
II	162	2	7	14	0	139	834	973	400	0	980	25,81	2,16	23,65	103,51	102,60	103,05	82,19	20,56	176	176
III	187	2	7	14	0	164	603	767	400	0	774	23,65	1,56	22,09	102,60	101,88	102,24	81,65	20,29	137	137
IV	219	2	7	14	0	196	340	536	400	0	543	22,09	0,88	21,21	101,88	101,44	101,66	80,77	20,59	97	97
V	2962	30	7	14	0	2911	-2518	393	400	0	400	21,21	-6,53	27,74	101,44	104,23	102,84	80,00	22,54	78	ВХК
VI	2125	21	7	-57	35	2118	-1640	478	520	0	520	27,74	-4,25	31,99	104,23	105,62	104,93	79,41	25,22	106	ВХК
VII	838	8	7	-42	35	830	-352	478	520	0	520	31,99	-0,91	32,9	105,62	105,89	105,76	79,41	26,05	109	ВХК
VIII	636	6	7	-14	35	601	-124	477	520	0	520	32,9	-0,32	33,22	105,89	105,98	105,94	79,41	26,23	110	ВХК
IX	600	6	7	0	35	552	-74	478	520	0	520	33,22	-0,19	33,41	105,98	106,03	106,01	79,41	26,30	111	ВХК

Таблица А.2 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ща}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	218	2	7	14	0	195	449	644	400	0	651	33,29	1,16	32,13	106	105,67	105,83	81,23	24,31	138	138
XI	215	2	7	14	0	192	677	869	400	0	876	32,13	1,75	30,38	105,67	105,13	105,40	81,94	23,16	177	177
XII	173	2	7	14	0	150	859	1009	400	0	1016	30,38	2,23	28,15	105,13	104,38	104,75	82,27	22,18	197	197
I	151	2	7	14	0	128	925	1053	400	0	1060	28,15	2,4	25,75	104,38	103,48	103,93	82,36	21,27	197	197
II	162	2	7	14	0	139	841	980	400	0	987	25,75	2,18	23,57	103,48	102,57	103,02	82,21	20,52	177	177
III	187	2	7	14	0	164	610	774	400	0	781	23,57	1,58	21,99	102,57	101,83	102,20	81,67	20,23	138	138
IV	219	2	7	14	0	196	347	543	400	0	550	21,99	0,9	21,09	101,83	101,38	101,60	80,80	20,50	98	98
V	2962	30	7	14	0	2911	-2518	393	400	0	400	21,09	-6,53	27,62	101,38	104,19	102,78	80,00	22,49	78	ВХК
VI	2125	21	7	-57	35	2118	-1640	478	520	0	520	27,62	-4,25	31,87	104,19	105,59	104,89	79,41	25,18	106	ВХК
VII	838	8	7	-42	35	830	-352	478	520	0	520	31,87	-0,91	32,78	105,59	105,86	105,72	79,41	26,01	109	ВХК
VIII	636	6	7	-14	35	601	-124	477	520	0	520	32,78	-0,32	33,1	105,86	105,95	105,90	79,41	26,19	110	ВХК
IX	600	6	7	0	35	552	-74	478	520	0	520	33,1	-0,19	33,29	105,95	106,00	105,97	79,41	26,26	110	ВХК

Продолжение приложения А

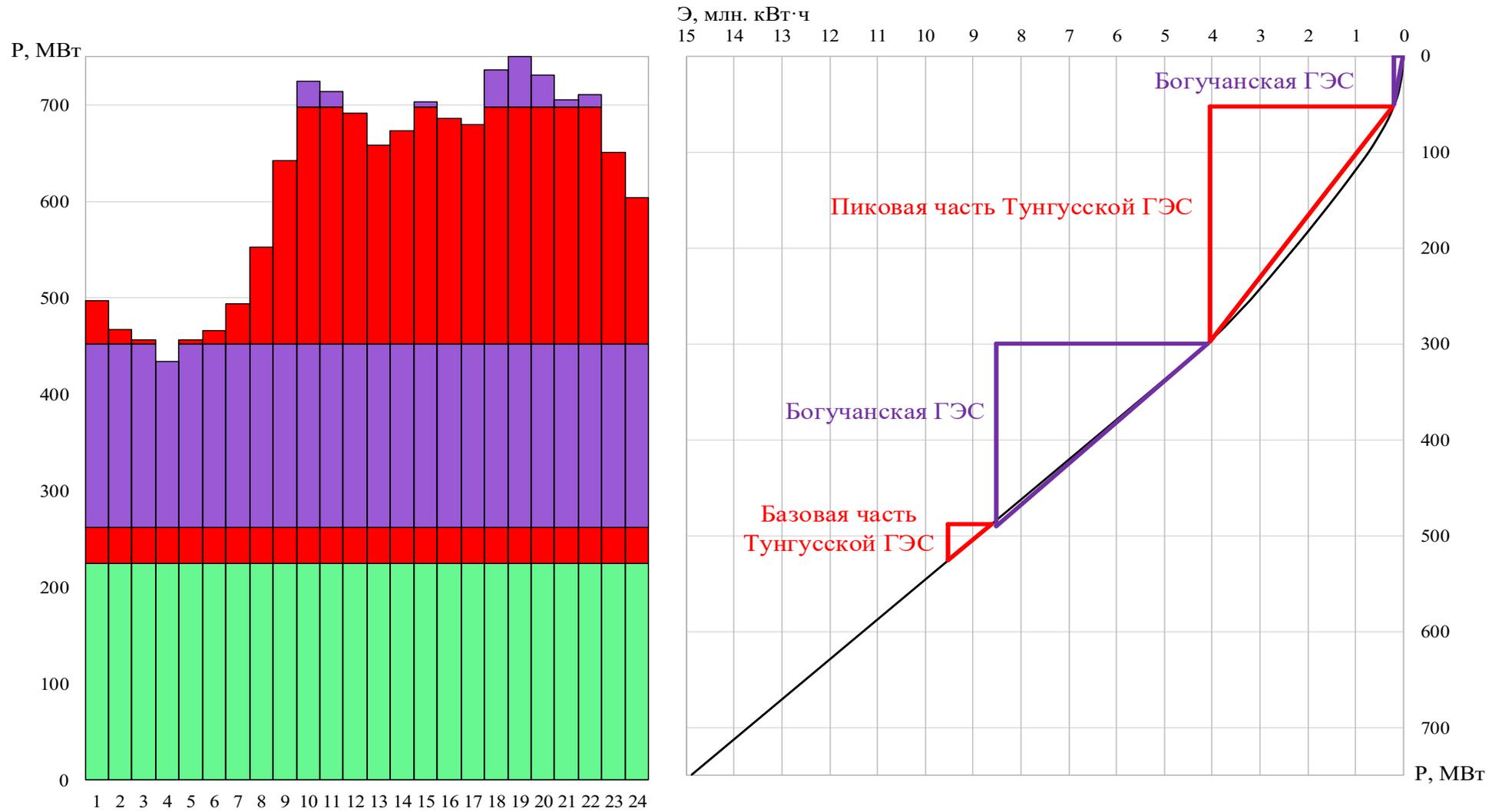


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

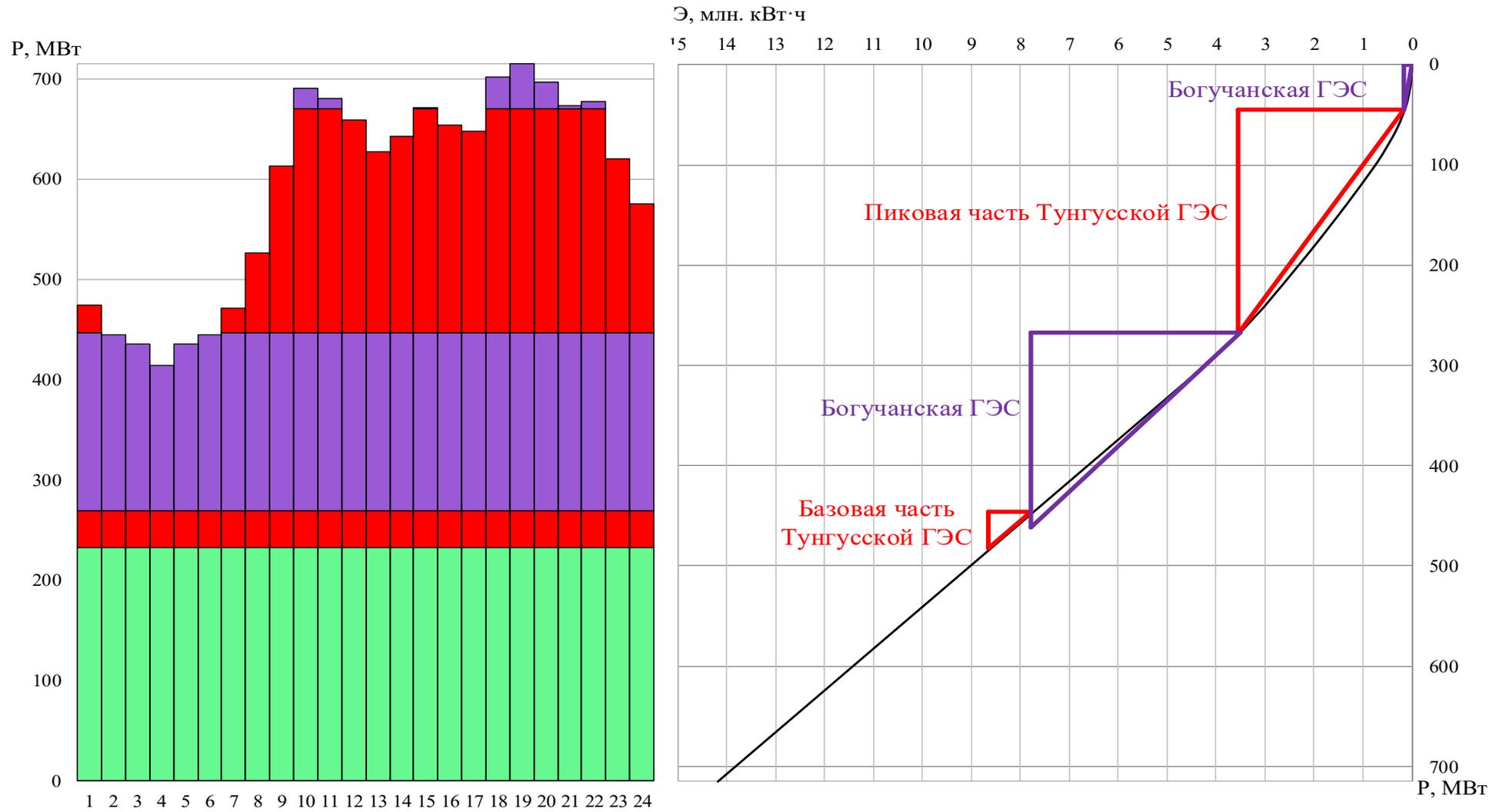


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

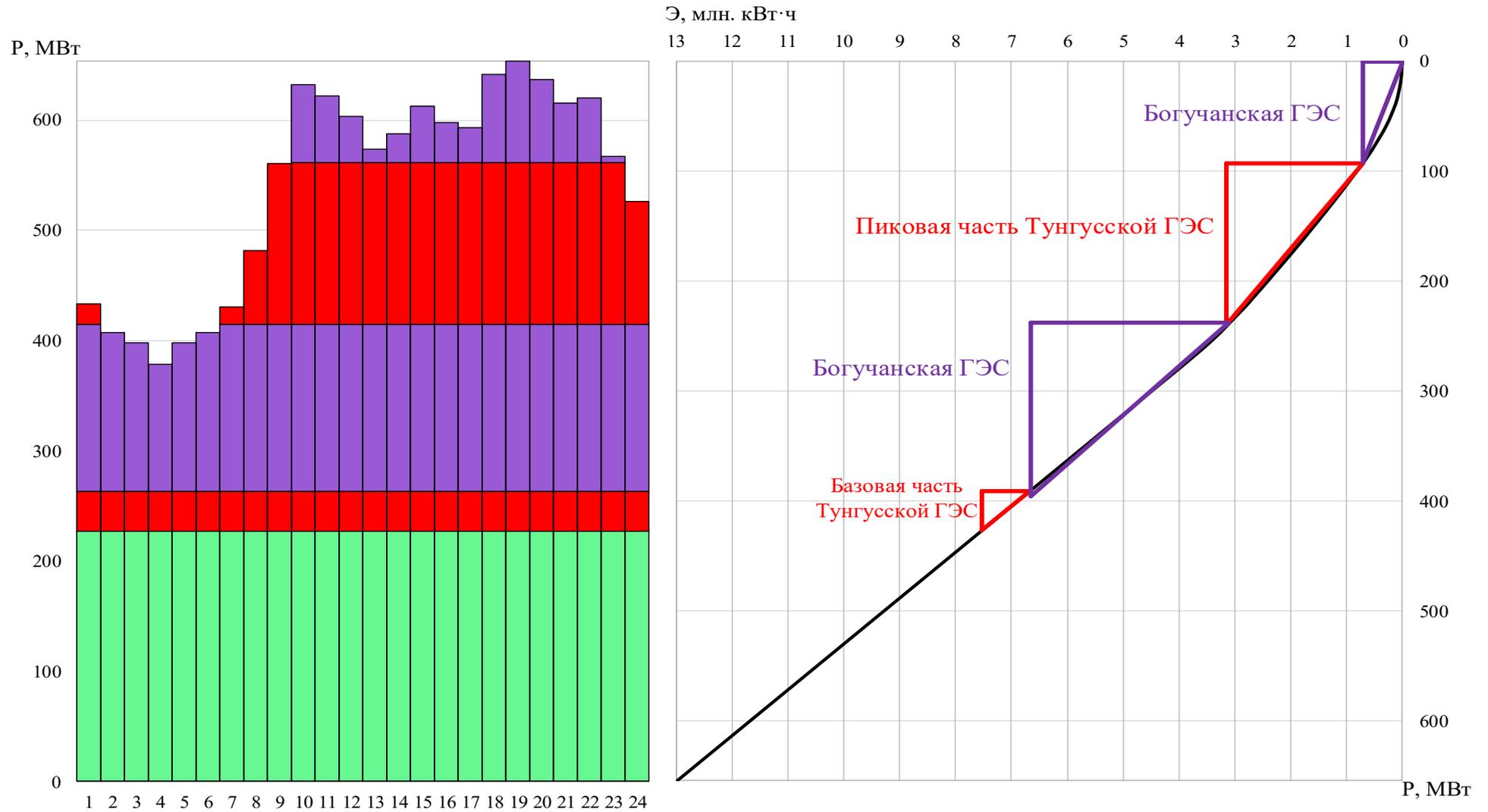


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

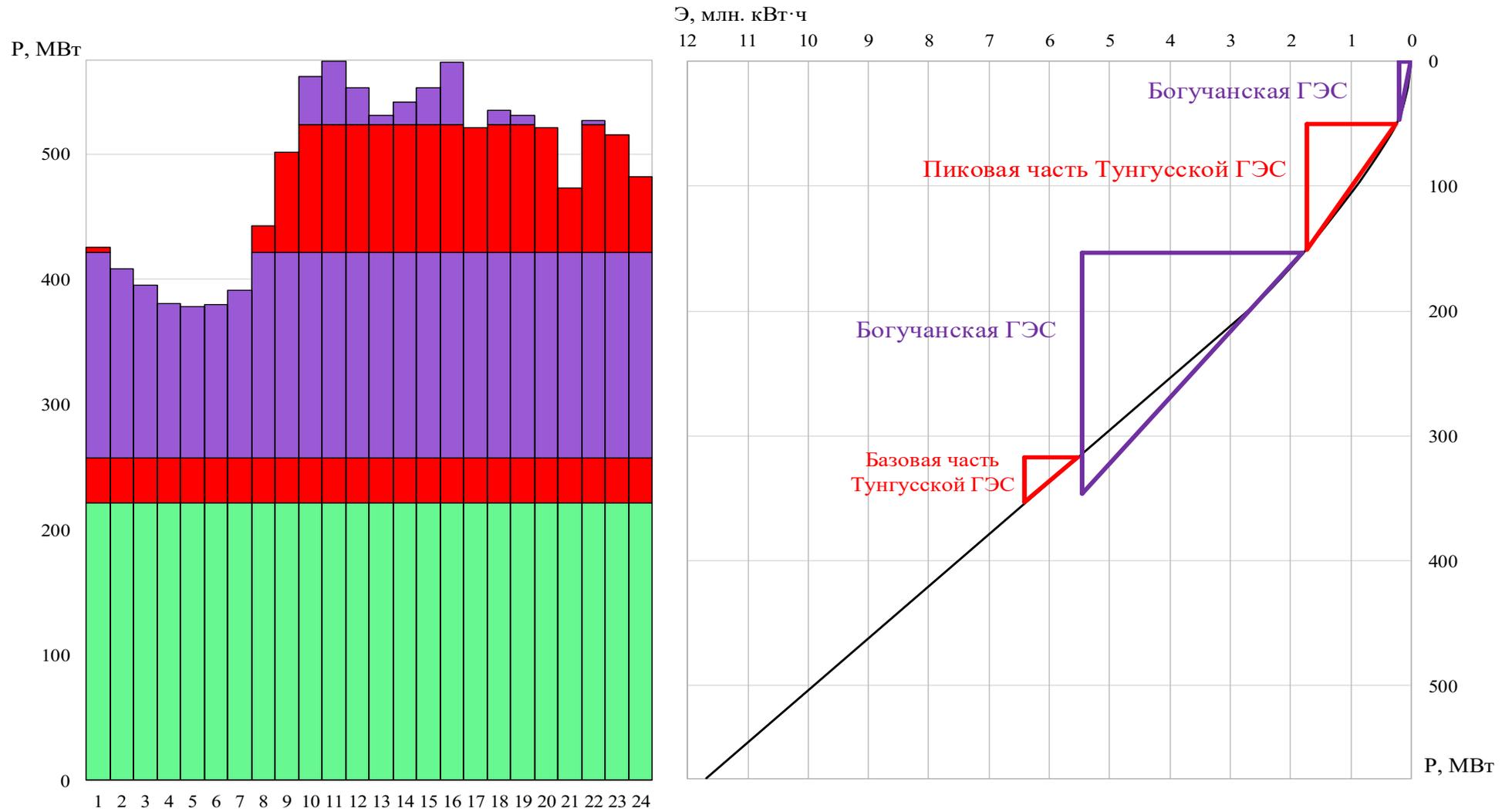


Рисунок А.5 – Суточный график нагрузки апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

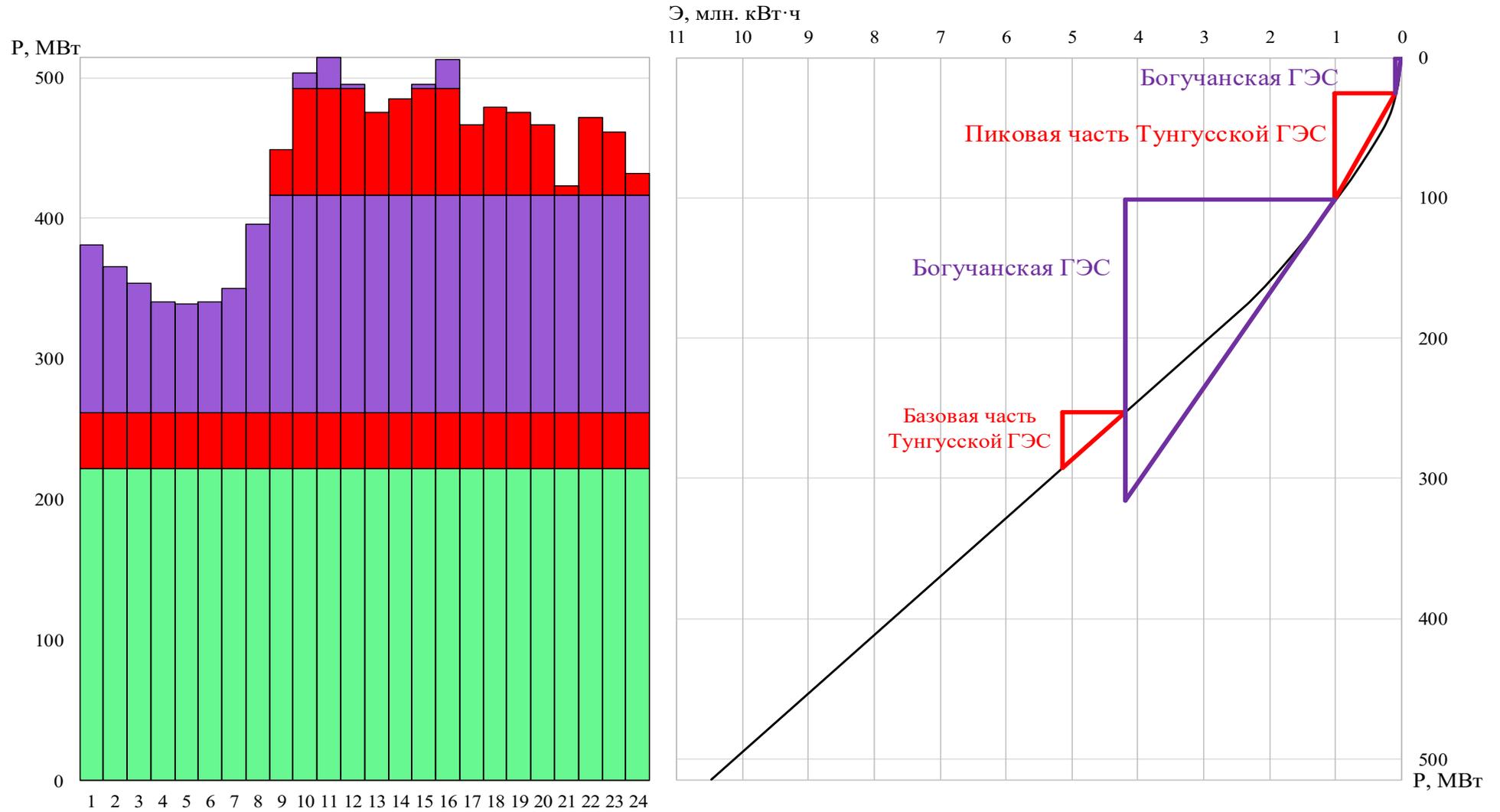


Рисунок А.6 – Суточный график нагрузки мая, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

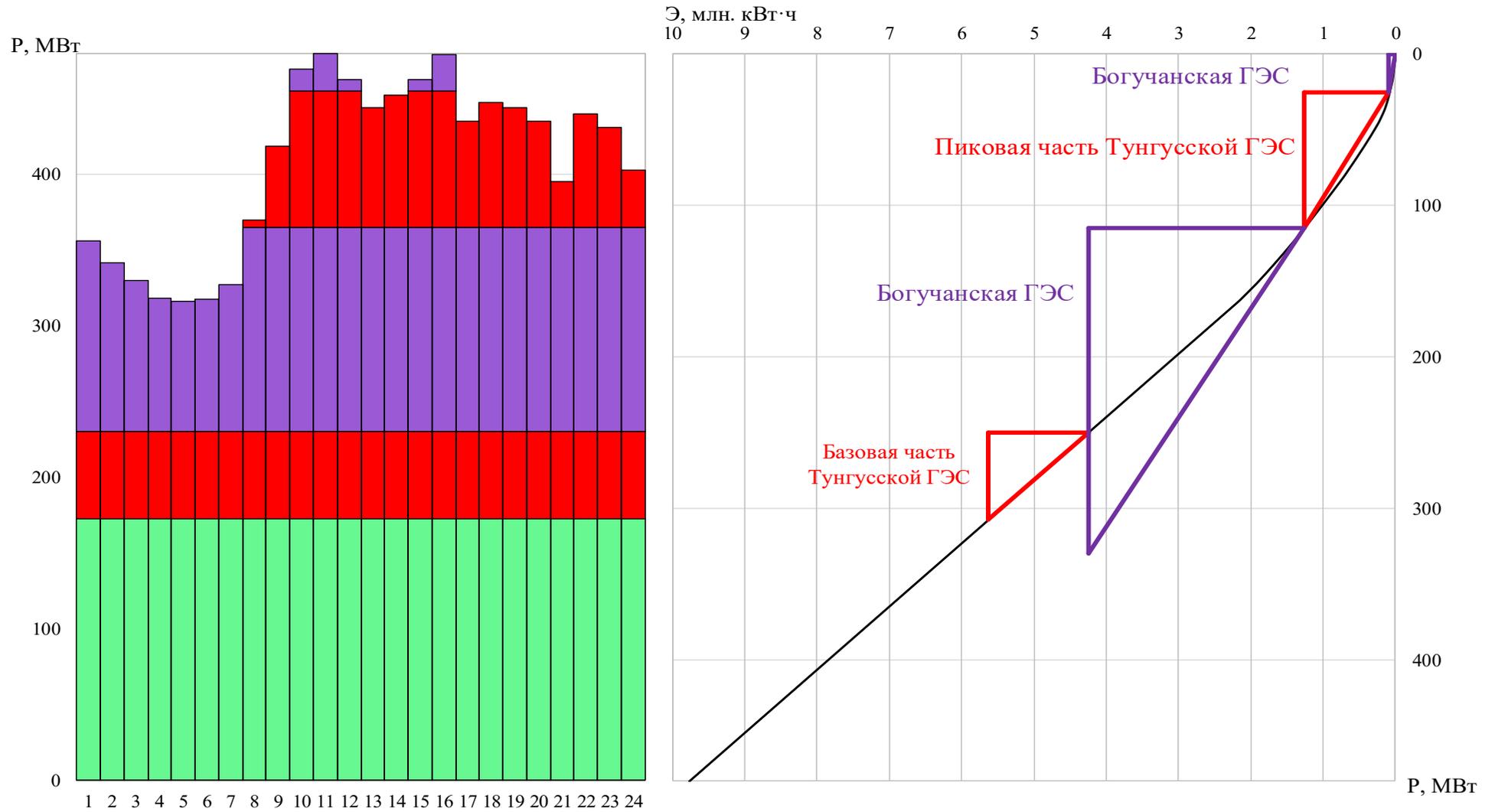


Рисунок А.7 – Суточный график нагрузки июня, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

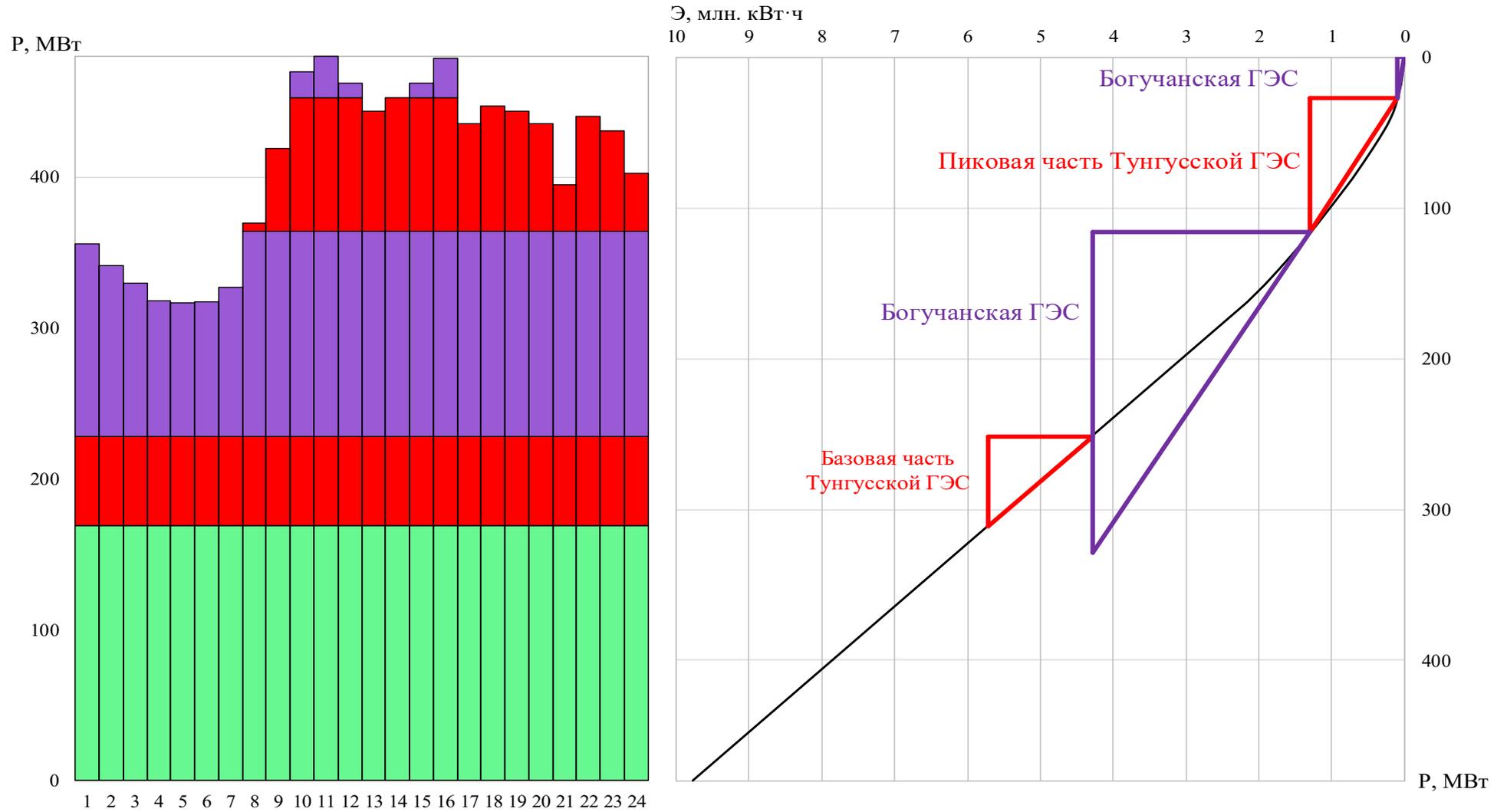


Рисунок А.8 – Суточный график нагрузки июля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

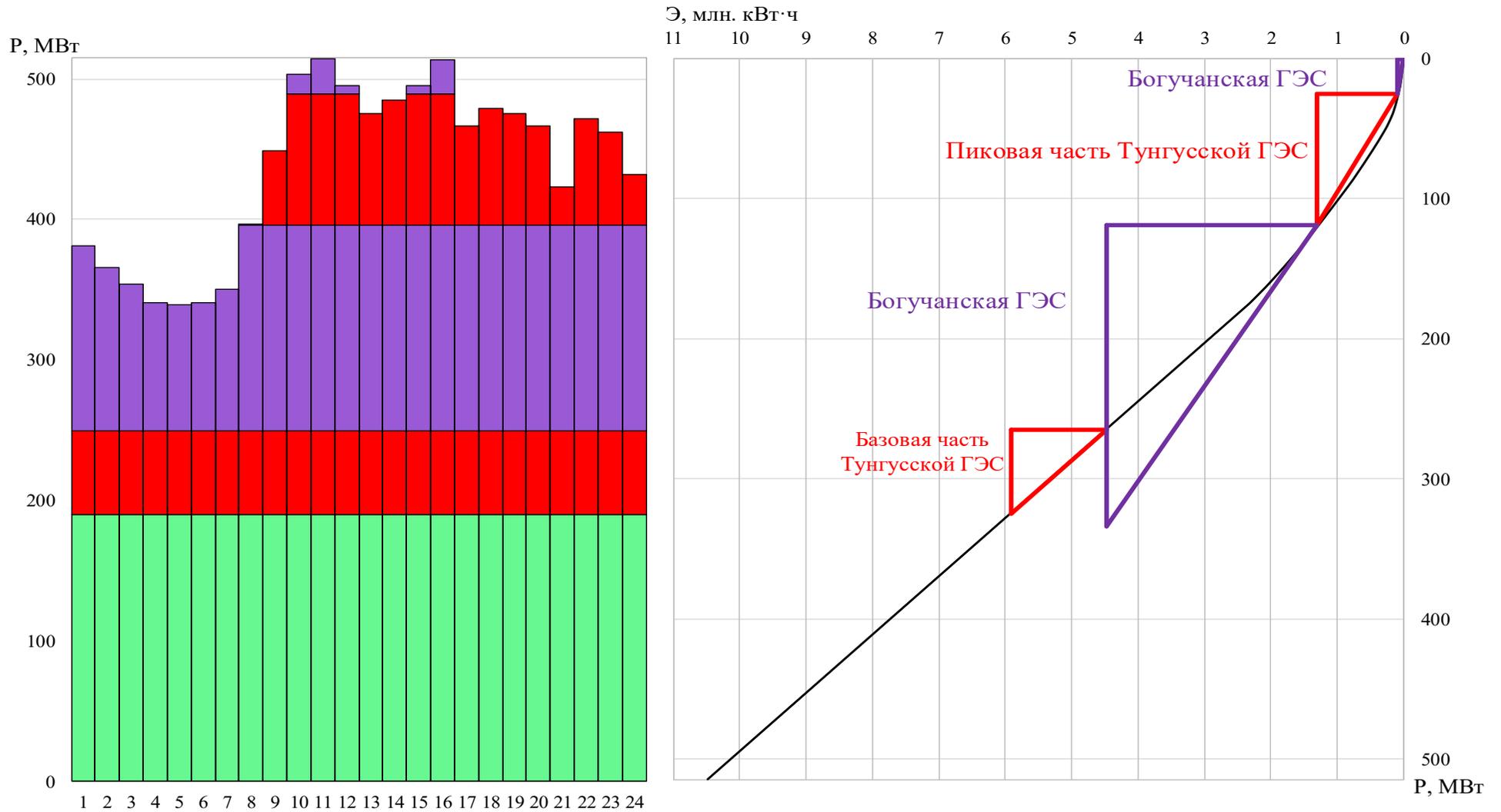


Рисунок А.9 – Суточный график нагрузки августа, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

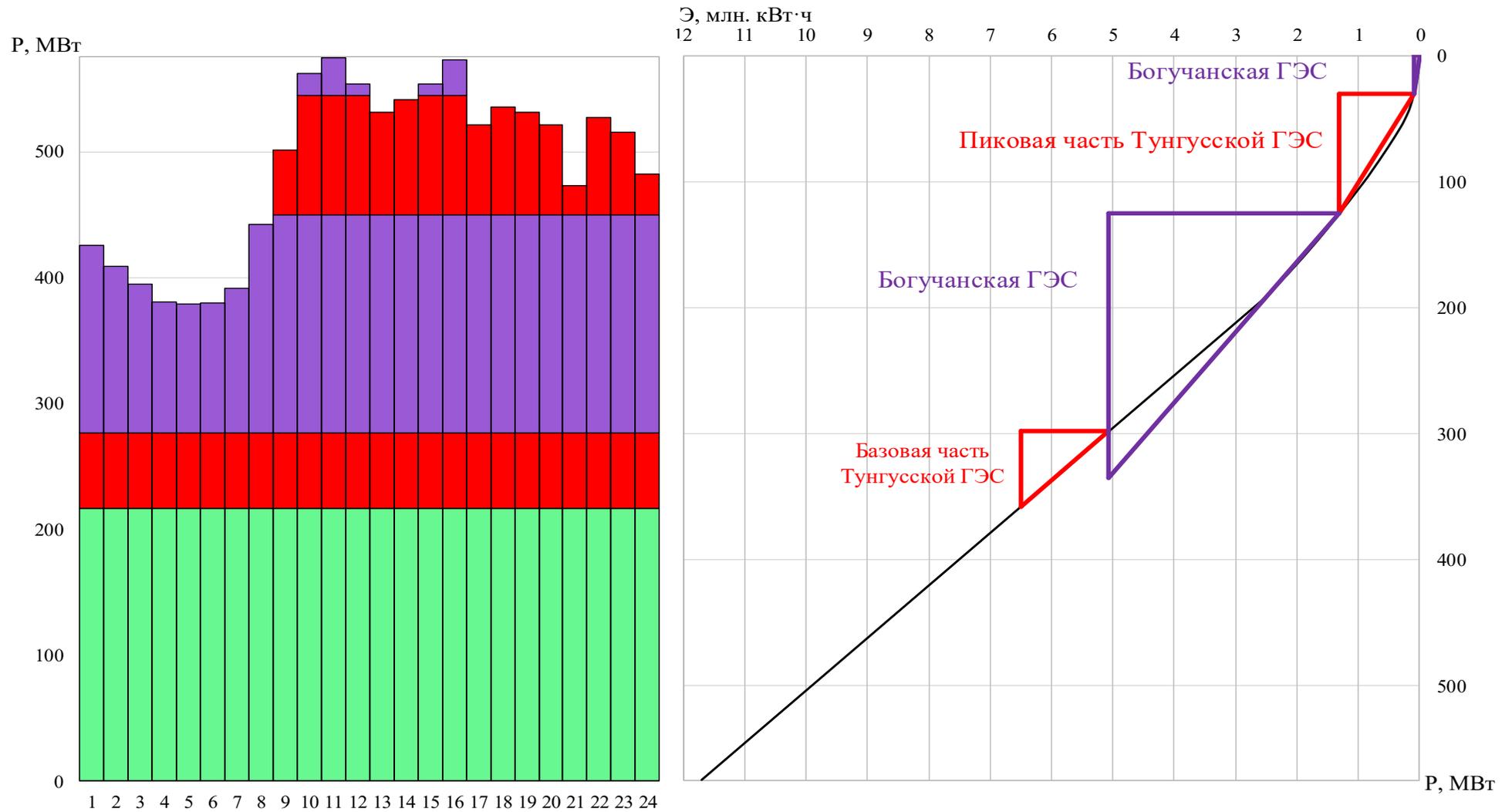


Рисунок А.10 – Суточный график нагрузки сентября, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

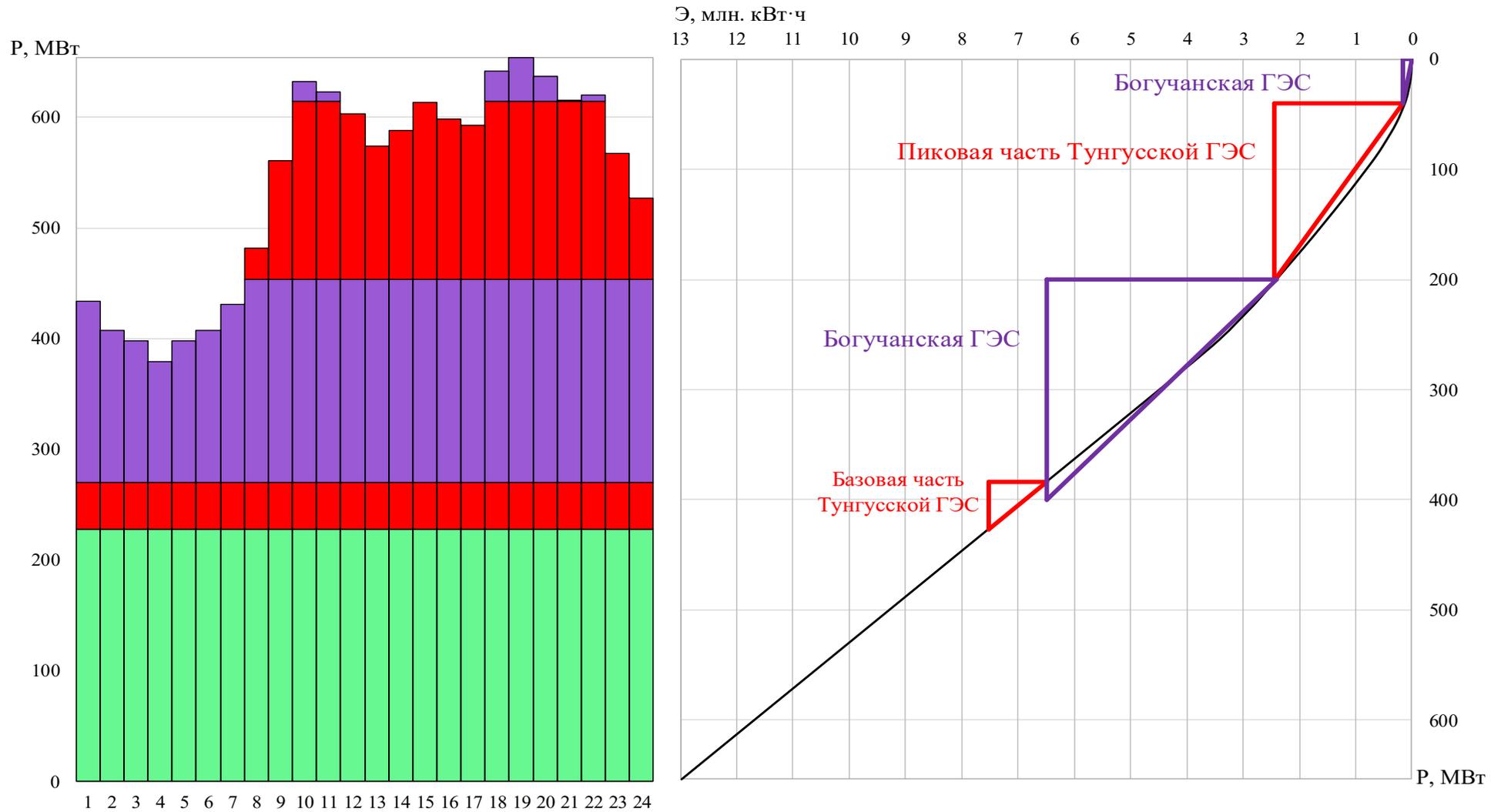


Рисунок А.11 – Суточный график нагрузки октября, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

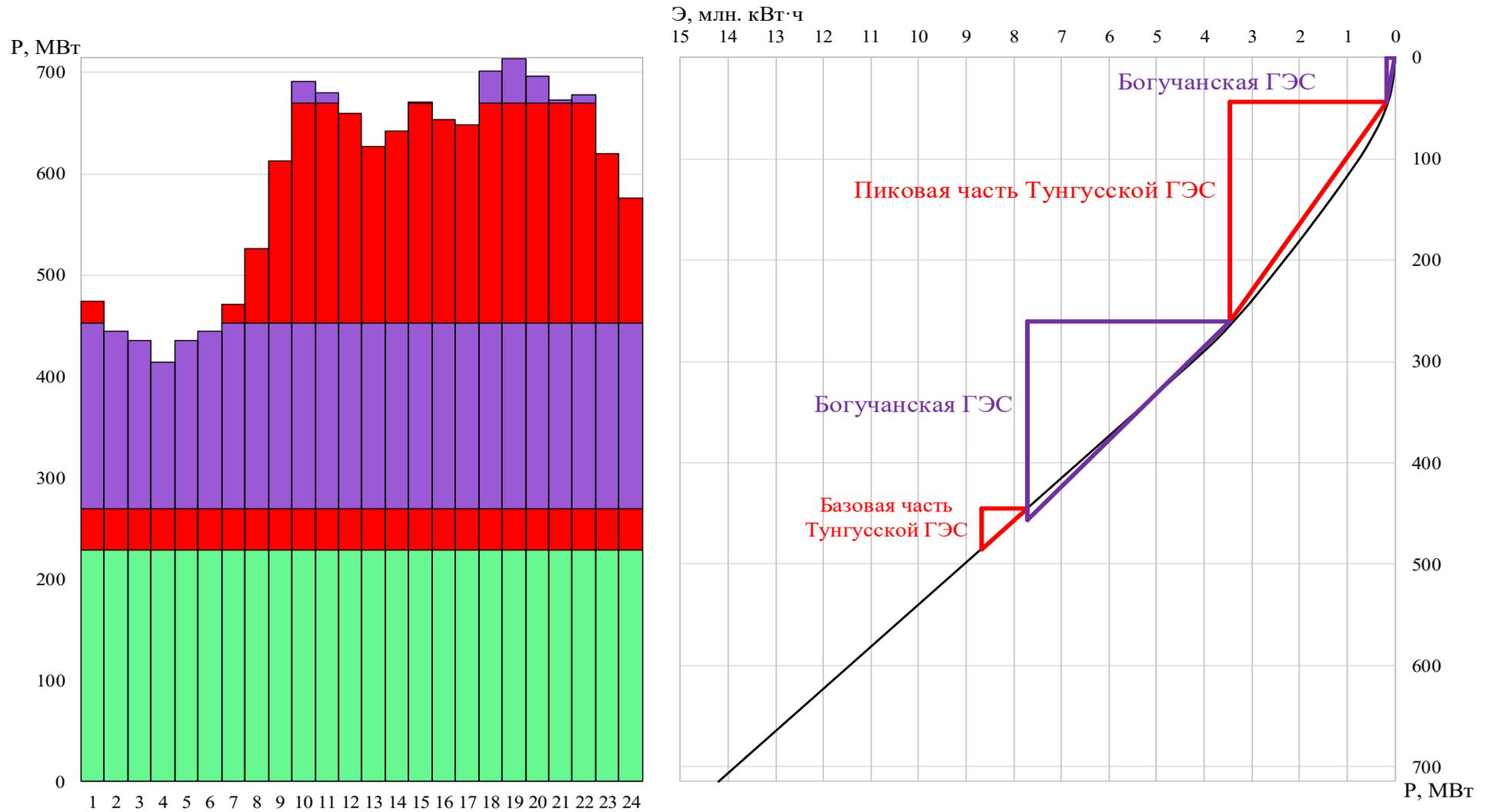


Рисунок А.12 – Суточный график нагрузки ноября, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

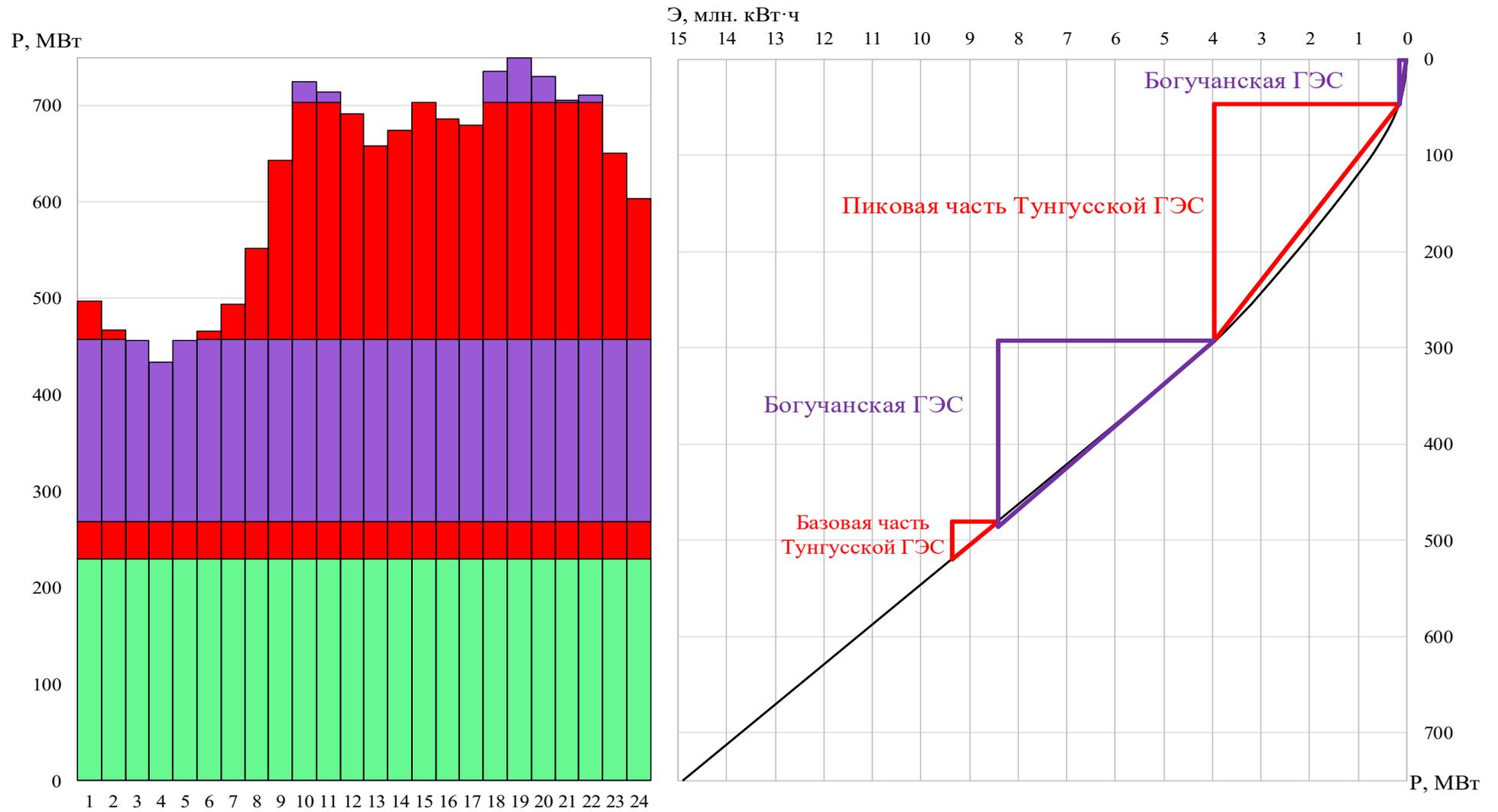


Рисунок А.13 – Суточный график нагрузки декабря, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения А

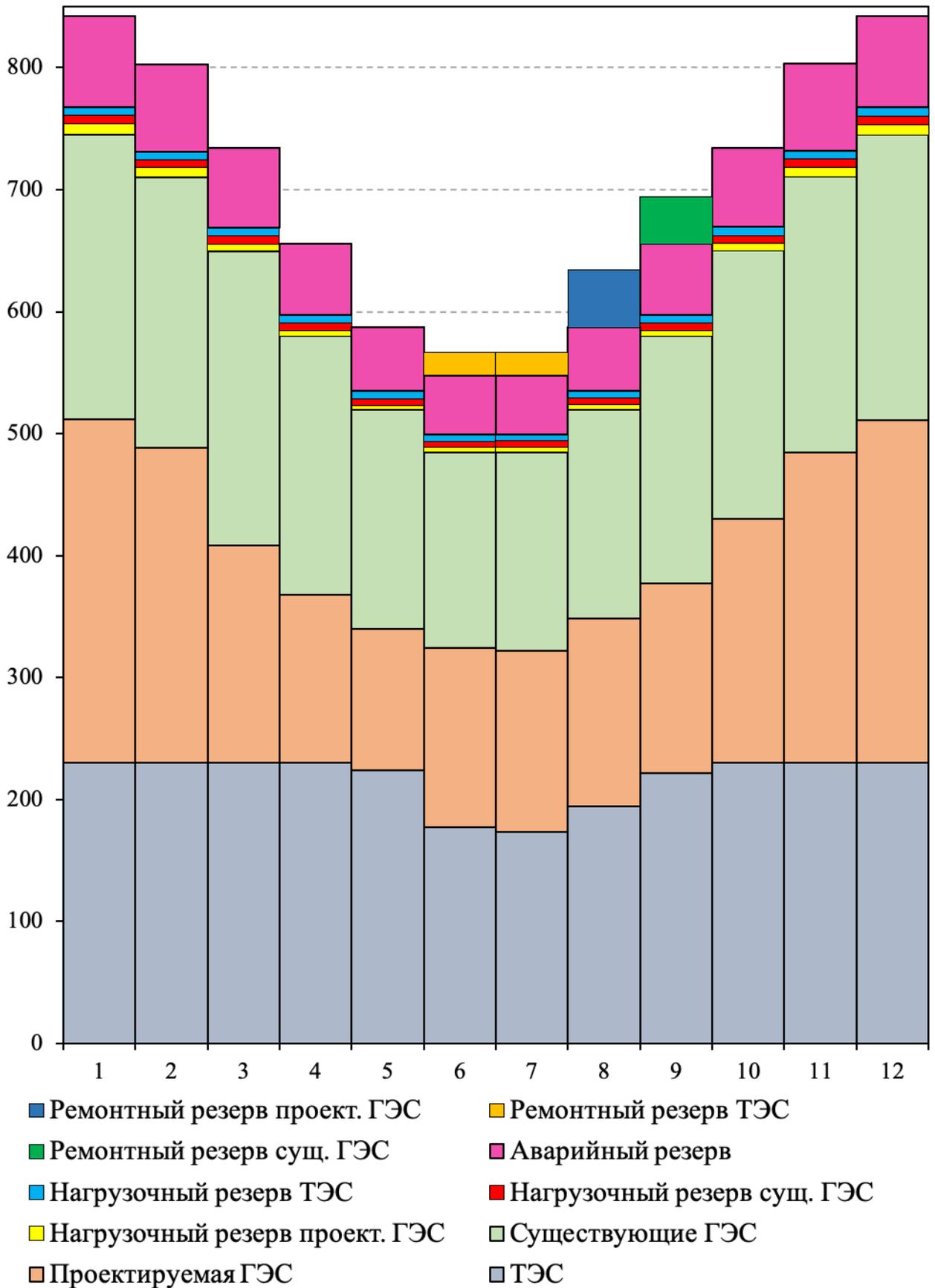


Рисунок А.14 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ша}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	$\Sigma, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	219	2	9	18	0	190	451	640	400	0	649	33,29	1,17	32,12	106,00	105,66	105,83	81,22	24,31	137	137	98,64
XI	216	2	9	18	0	187	677	864	400	0	873	32,12	1,75	30,37	105,66	105,13	105,39	81,93	23,16	176	176	126,76
XII	174	2	9	18	0	145	859	1004	400	0	1013	30,37	2,23	28,14	105,13	104,38	104,75	82,26	22,19	196	196	141,16
I	152	2	9	18	0	123	924	1047	400	0	1056	28,14	2,4	25,74	104,38	103,48	103,93	82,35	21,27	196	196	141,17
II	163	2	9	18	0	134	841	975	400	0	984	25,74	2,18	23,56	103,48	102,56	103,02	82,20	20,52	176	176	126,79
III	188	2	9	18	0	159	611	770	400	0	779	23,56	1,58	21,98	102,56	101,82	102,19	81,66	20,23	137	137	98,64
IV	222	2	9	18	0	193	340	533	400	0	542	21,98	0,88	21,1	101,82	101,38	101,60	80,76	20,54	96	97	69,32
V	3819	38	9	18	0	3754	-2350	1404	400	0	1413	21,1	-6,09	27,19	101,38	104,03	102,71	82,97	19,44	240	78	172,86
VI	3175	32	9	-72	45	3161	-1970	1191	520	0	1246	27,19	-5,11	32,3	104,03	105,72	104,88	81,57	23,00	241	106	173,65
VII	1285	13	9	-54	45	1272	-382	890	520	0	944	32,3	-0,99	33,29	105,72	106,00	105,86	80,88	24,67	193	109	139,16
VIII	639	6	9	-18	45	596	0	596	520	0	651	33,29	0	33,29	106,00	106,00	106,00	79,94	25,76	135	110	97,34
IX	602	6	9	0	45	542	0	542	520	0	596	33,29	0	33,29	106,00	106,00	106,00	79,73	25,97	124	110	89,14

Таблица А.4 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{в-ша}}, \text{км}^3$			$Z_{\text{вб}}, \text{м}$			$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	$\Sigma, \text{млн. кВт} \cdot \text{ч}$
												$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	219	2	9	18	0	190	443	632	400	0	641	33,290	1,15	32,14	106	105,67	105,83	81,19	24,35	135	138	97,53
XI	216	2	9	18	0	187	670	857	400	0	866	32,14	1,74	30,4	105,67	105,13	105,40	81,91	23,19	175	177	125,87
XII	174	2	9	18	0	145	870	1015	400	0	1024	30,4	2,26	28,14	105,13	104,38	104,76	82,29	22,17	198	197	142,58
I	152	2	9	18	0	123	925	1048	400	0	1057	28,14	2,4	25,74	104,38	103,48	103,93	82,36	21,27	196	197	141,29
II	163	2	9	18	0	134	830	964	400	0	973	25,74	2,15	23,59	103,48	102,57	103,03	82,18	20,55	174	177	125,55
III	188	2	9	18	0	159	615	774	400	0	783	23,59	1,59	22	102,57	101,83	102,20	81,68	20,23	138	138	99,19
IV	222	2	9	18	0	193	350	543	400	0	552	22	0,91	21,09	101,83	101,38	101,60	80,81	20,50	98	98	70,47
V	3819	38	9	18	0	3754	-2550	1204	400	0	1213	21,09	-6,61	27,7	101,38	104,22	102,80	82,65	19,85	210	78	151,40
VI	3175	32	9	-72	45	3161	-2000	1161	520	0	1216	27,7	-5,18	32,88	104,22	105,88	105,05	81,51	23,24	238	106	171,01
VII	1285	13	9	-54	45	1272	-153	1119	520	0	1173	32,88	-0,4	33,28	105,88	106,00	105,94	81,43	24,21	238	109	171,71
VIII	639	6	9	-18	45	596	0	596	520	0	651	33,28	0	33,28	106,00	106,00	106,00	79,94	25,75	135	110	97,33
IX	602	6	9	0	45	542	0	542	520	0	596	33,28	0	33,28	106,00	106,00	106,00	79,73	25,97	124	110	89,13

Окончание приложения А

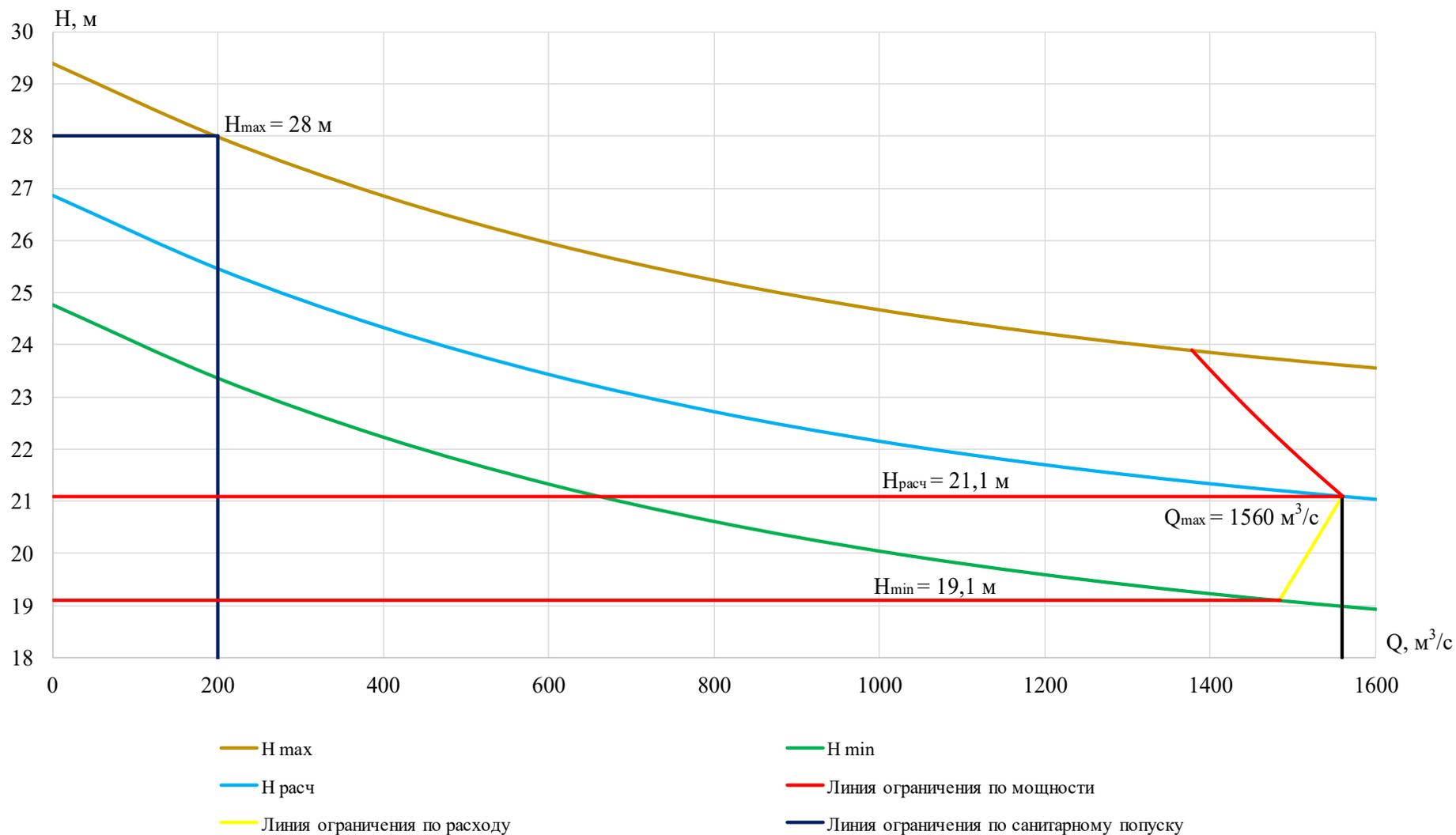


Рисунок А.15 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

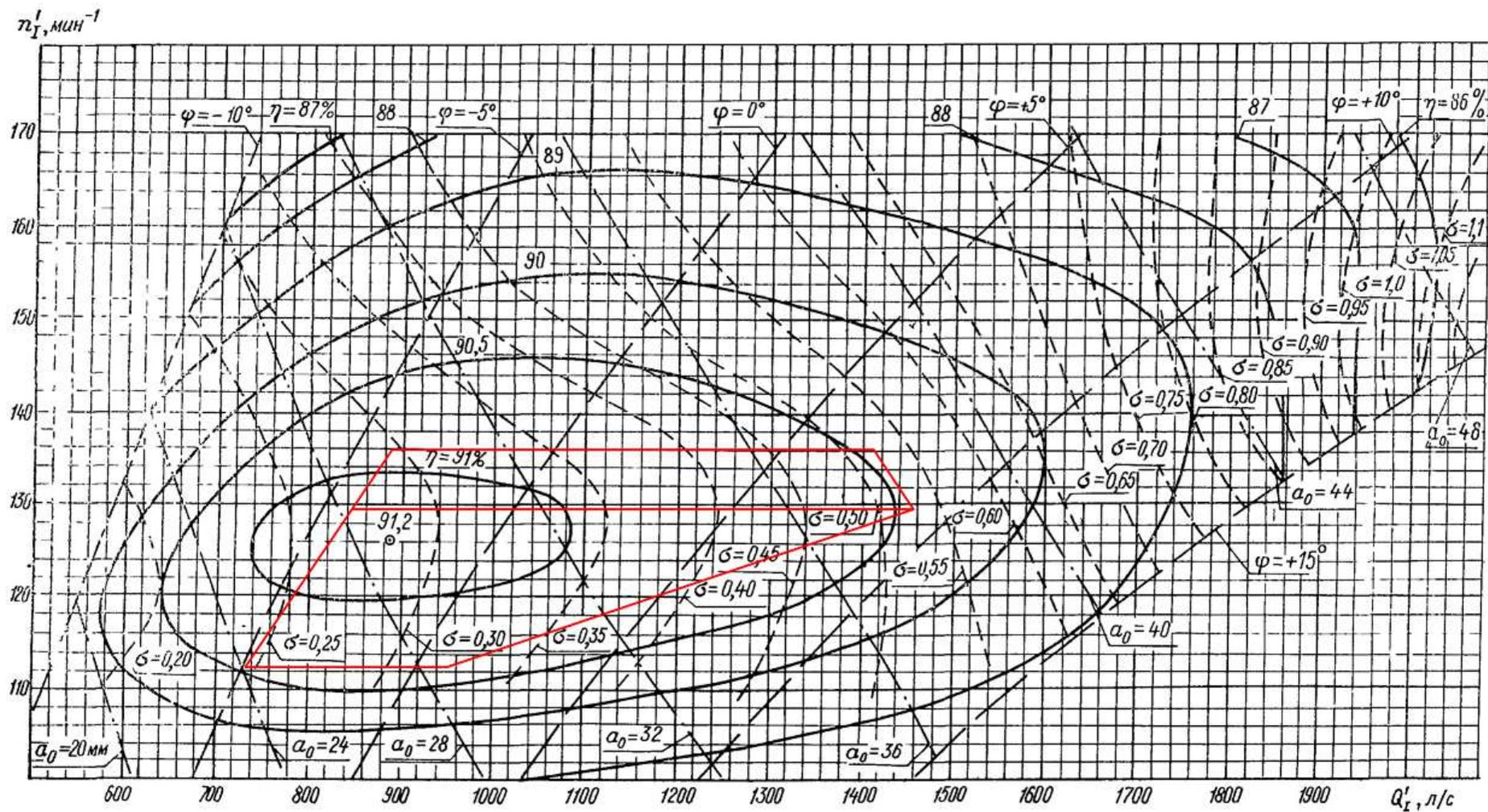


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30-а-В-710

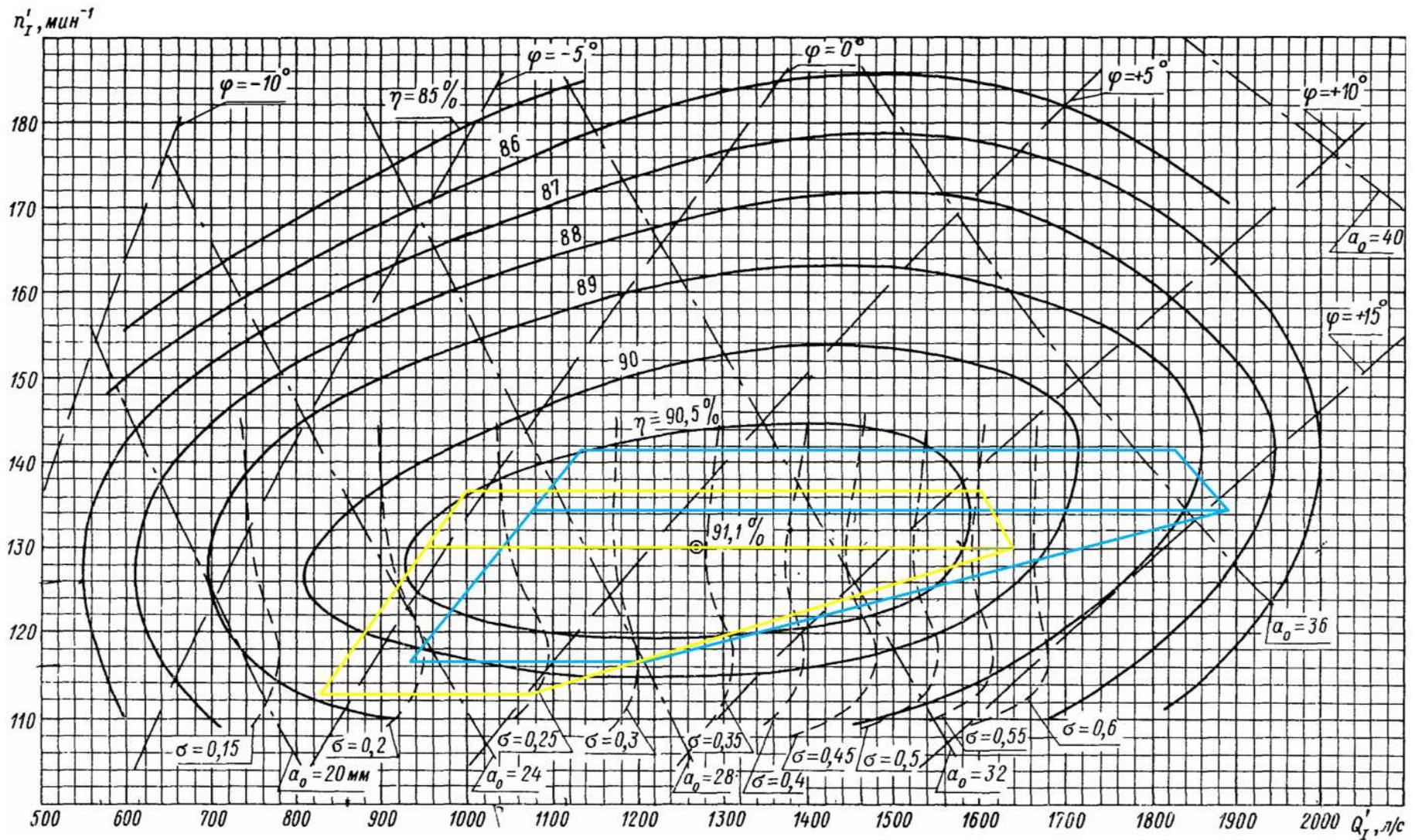


Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбин: ПЛ30-6-В-630 (голубой цвет), ПЛ30-6-В-670 (жёлтый цвет)

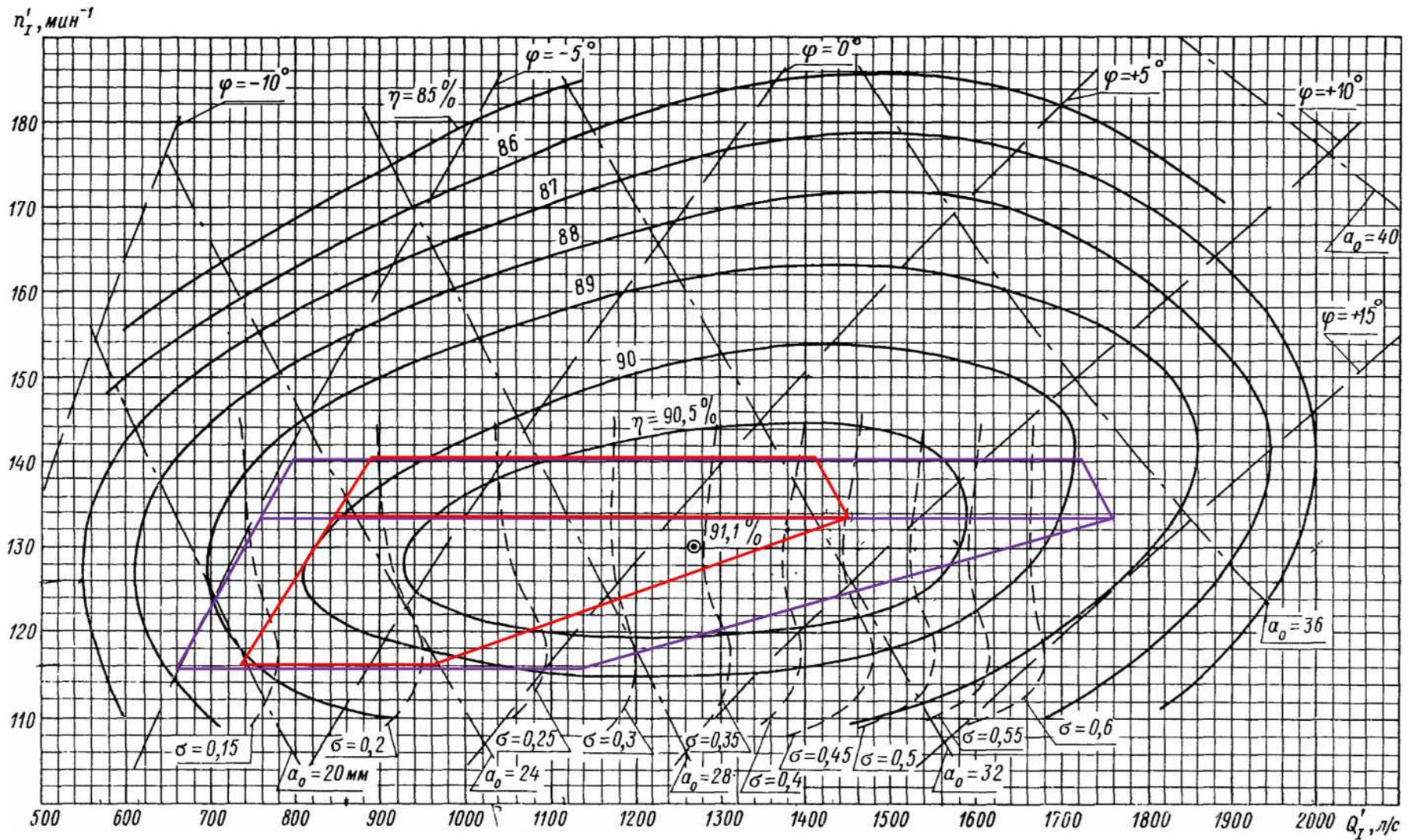


Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбин: ПЛ30-б-В-710 (красный цвет), ПЛ30-б-В-750 (фиолетовый цвет)

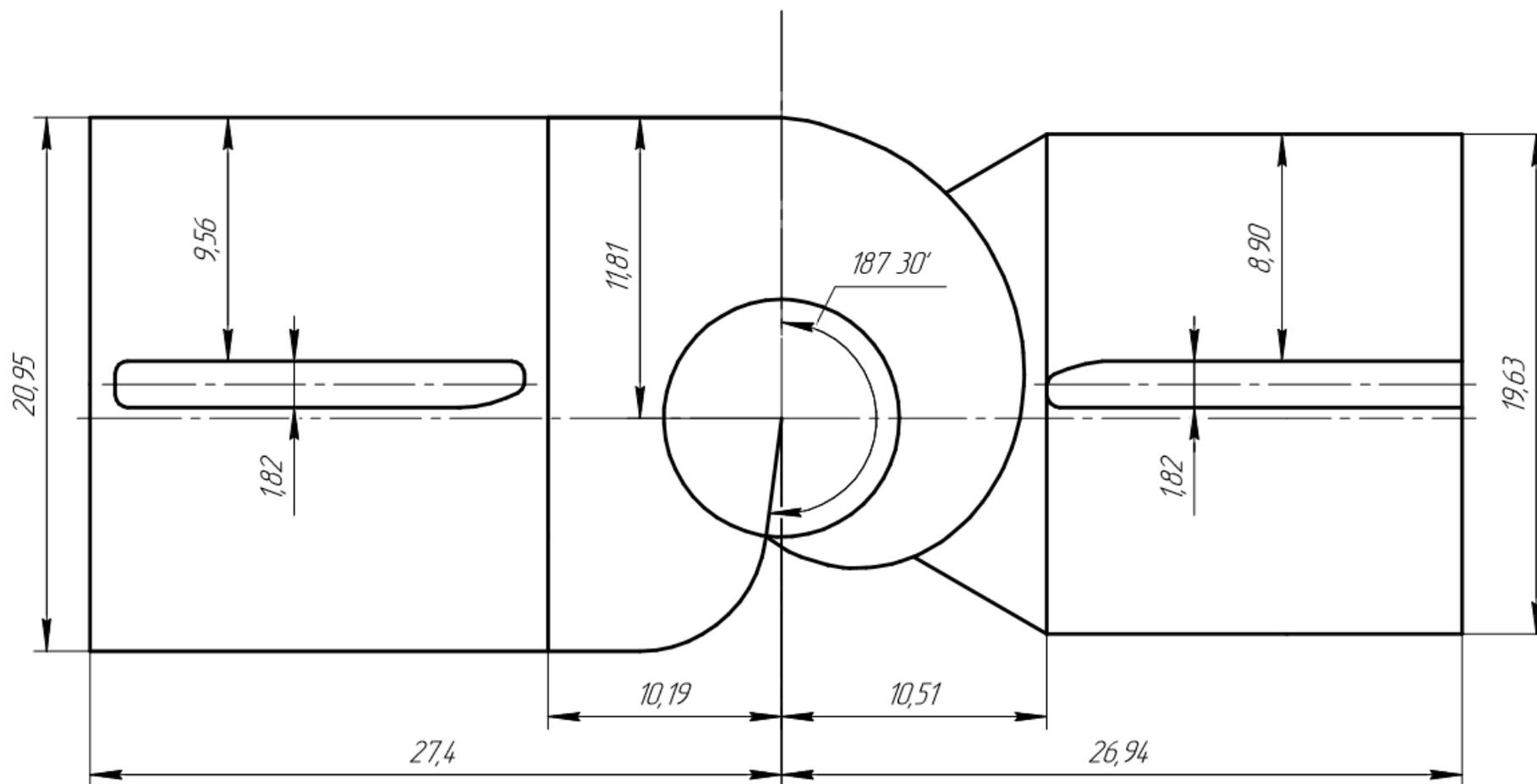


Рисунок Б.5 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели

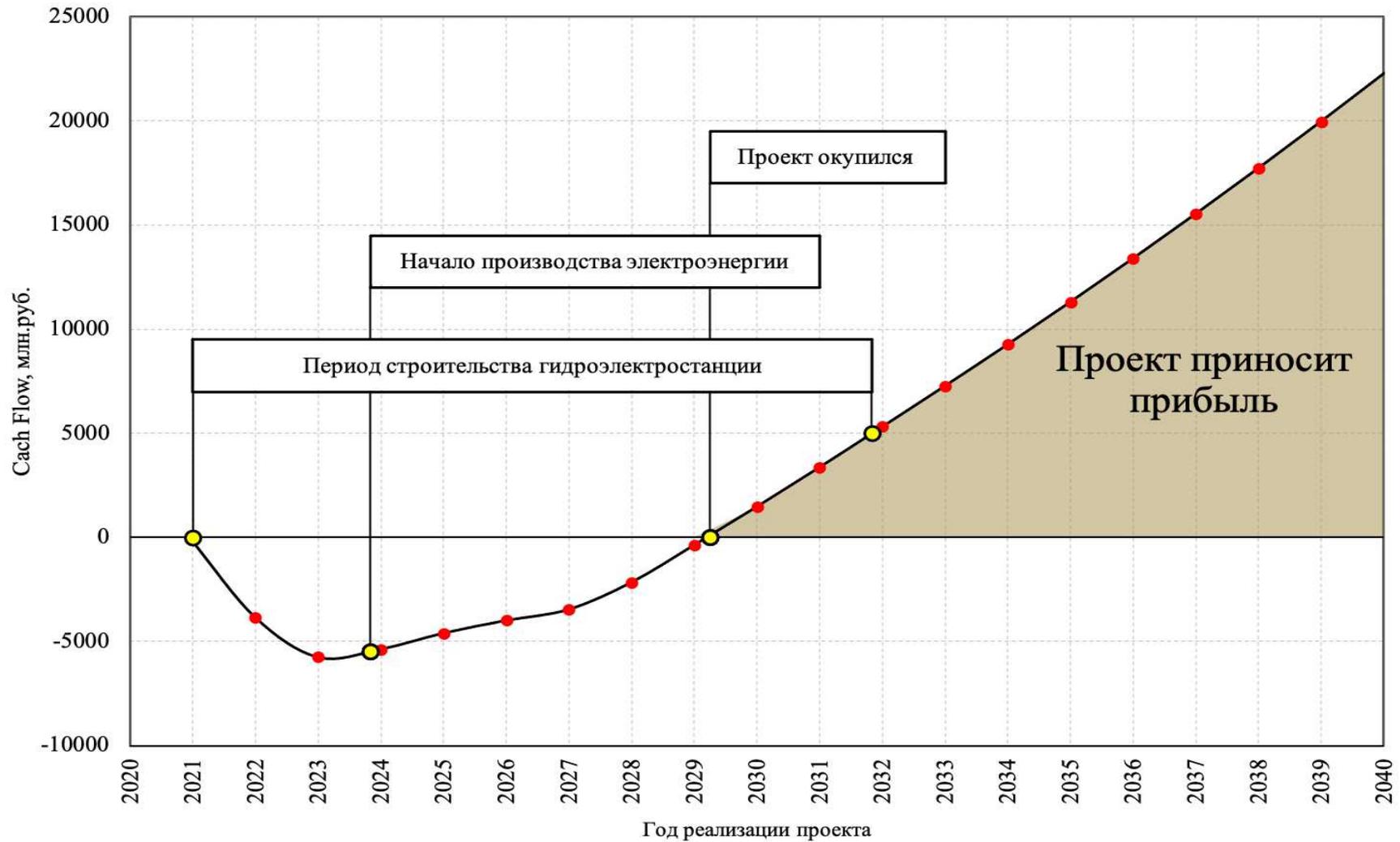


Рисунок В.1 – Укрупнённые этапы реализации проекта

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев
подпись. инициалы, фамилия

«18» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУНГУССКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОДКАМЕННАЯ
ТУНГУСКА. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В СХЕМЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЗ МАГНИТОМЯГКОЙ
СТАЛИ
тема

Руководитель

А.А. Ачитаев
подпись, дата

Зав. кафедрой ГГЭЭС
должность

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник

Раст 18.06.2021.
подпись, дата

К.Р. Раменский
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021