

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.А. Ачитаев
подпись

«___» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Омолонской ГЭС на реке Омолон.
Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций**

Руководитель	_____	зав. кафедрой ГГЭЭС, канд. техн. наук	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия

Студент	_____	<u>А.А.Огородникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Омолонской ГЭС на реке Омолон. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ОМОЛОНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические изыскания	12
1.4 Сейсмическая обстановка	13
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона	13
2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности.....	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	15
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года	15
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	17
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	17
2.2.2 Баланс энергий	18
2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году 20	
2.2.4 Баланс мощности	20
2.2.5 Определение установленной мощности Омолонской ГЭС.....	22
2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля Омолонской ГЭС по напору и расходу	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	27
3.3 Выбор серийного гидрогенератора	29
3.4 Выбор вспомогательного оборудования	30
4 Электрическая часть	31
4.1 Исходные данные для проектирования электрической части.....	31
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	31
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	32
4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	32

4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком	33
4.3.3	Выбор трансформатора собственных нужд	34
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распреустройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.....	35
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	36
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	37
4.7	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)	38
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов	38
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении	38
4.10	Выбор параметров КРУЭ	39
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	40
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	40
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор.....	41
5.3	Расчёт номинальных токов	41
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	42
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	42
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	44
5.4.3	Защита от повышения напряжения.....	46
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	47
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	50
5.4.6	Дистанционная защита генератора	52
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	55
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	56
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	57
6.1	Проектирование водосливной плотины	57
6.1.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	57
6.2	Гидравлические расчеты	59
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта.....	59
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	60
6.2.3	Построение профиля водосливной грани.....	60
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в НБ.....	62
6.2.5	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи.....	63
6.3	Конструирование плотины	66
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	66
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	66
6.3.3	Быки.....	67
6.3.4	Устои	67
6.3.5	Определение ширины плотины по гребню	68
6.3.6	Галереи и дренаж в теле плотины	68

6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа	69
6.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	70
6.4.1	Определение основных нагрузок на плотину	70
6.4.2	Вес сооружения	70
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	71
6.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления	71
6.4.5	Сила фильтрационного давления	71
6.4.6	Давление грунта	72
6.4.7	Волновое воздействие	73
6.5	Оценка прочности плотины	73
6.5.1	Определение напряжений	73
6.5.2	Критерии прочности плотины и её основания	76
6.6	Обоснование устойчивости плотины.....	77
7	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	79
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	79
7.2	Охрана труда.....	79
7.3	Пожарная безопасность.....	81
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Оголонского ГУ.....	82
7.4.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	82
7.4.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	83
7.4.3	Отходы, образующиеся при строительстве	85
7.4.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	86
8	Технико-экономические показатели	87
8.1	Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	87
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	87
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	87
8.1.3	Налоговые расходы.....	90
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	91
8.3	Анализ денежных потоков	92
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	93
8.4.1	Методология, исходные данные.....	93
8.4.2	Коммерческая эффективность	93
8.4.3	Бюджетная эффективность	94
8.5	Анализ чувствительности	94
9	Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций	97
9.1	Применение самозапуска электродвигателей	97
9.2	Основные причины нарушения электроснабжения	98
9.3	Характеристика процессов при самозапуске двигателей	99
9.4	Этапы самозапуска.....	100
9.5	Разновидности самозапуска	102

9.6 Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд упрощенным способом.....	103
9.7 Выводы.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчеты.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрица отключения защит	119

ВВЕДЕНИЕ

Современное существование и удовлетворение потребностей человека невозможно без потребления энергии. Энергетика определяет прогресс общественного производства, развитие отраслей промышленности. Одним из источников энергии является гидроэлектростанция. Сила воды действует непрерывным и мощным потоком на турбины гидроэлектростанций. Вода считается обновляемым природой и неисчерпаемым энергоресурсом.

Гидроэлектростанции занимают одну из лидирующих позиций в современных энергосистемах. Они выполняют главную роль по регулированию электроэнергии и покрывают наиболее неравномерную часть графиков нагрузки.

Дальний восток считается перспективным регионом для развития возобновляемой энергетики. Здесь сосредоточено большинство строящихся станций. Однако ситуация на территории Чукотского автономного округа остается остродефицитной. Покрытие потребления электроэнергии обеспечивается лишь несколькими тепловыми и атомными электростанциями, что обуславливается высокой себестоимостью электрической энергии и ненадежностью системы, в общем.

Все это подталкивает к созданию на территории Чукотского автономного округа современной, мощной и надежной гидроэлектростанции, которая сможет решить все энергетические проблемы региона.

2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду (см. табл. 1.1) выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{cp}}, \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{8,22}{50}} = 0,405, \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{2,24}{50 \cdot 0,405^3} = 1,277, \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,405^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 12,339\%, \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \sqrt{1+6 \cdot 0,405^2+5 \cdot 0,405^4}}}{1,277} \cdot 100\% = 39,48\%, \quad (2.5)$$

Результаты расчёта максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	M _S	K _S	Q, м ³ /с
0,1	4,92	1,99	2,99	7524
1	3,2	1,3	2,3	5773

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убываения. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P_m = m_{n+1} \cdot 100\% , \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года

На графике отсутствует конкретный год для $P=50\%$, значит нам нужно взять ближайшие расходы слева и справа от расчетной обеспеченности: 1995 год и 1960. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

(1968 и 1958 г). Эти года пришли на обеспеченность 49% и 51% по половодью. Интерполируя, получаем $Q_{\text{баз}}(\text{половодье}) = 1319 \text{ м}^3/\text{с}$. Этот расход приходится на обеспеченность 50% по половодью.

(1931 и 1941 г). Эти года пришли на обеспеченность 49% и 51% по межени. Интерполируя, получаем $Q_{\text{баз}}(\text{межень}) = 37 \text{ м}^3/\text{с}$. Этот расход приходится на обеспеченность 50% по межени.

Найдем коэффициенты приведения по половодью и межени для сравниваемого 1995 и 1960г.

1995:

$$K_M = \frac{Q_{M_{\text{базовое 50\%}}}}{Q_{M_{1951}}} = \frac{1319}{1307} = 1,01, \quad (2.7)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi_{\text{базовое 50\%}}}}{Q_{\Pi_{1951}}} = \frac{37}{59} = 0,63, \quad (2.8)$$

1960:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M_{1971}}} = \frac{1319}{1329} = 0,99, \quad (2.9)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1971}}} = \frac{37}{37} = 1, \quad (2.10)$$

Сравним полученные коэффициенты. Год приведенные коэффициенты которого будут ближе к 1, будет средневодным годом. Исходя из полученных значений коэффициентов средневодным будет 1960 год.

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

По графику для 90% обеспеченности приходится 1962 год. Вычислим приведенные коэффициенты маловодного года по половодью и по межени для данного года.

$Q_{\text{баз(половодье)}} = 889 \text{ м}^3/\text{с}$ (1962 г). Этот год пришел на обеспеченность 90% по половодью.

$Q_{\text{баз(межень)}} = 24 \text{ м}^3/\text{с}$ (1966 г). Этот год пришел на обеспеченность 90% по межени.

1962:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 90\%}}}{Q_{\Pi_{1940}}} = \frac{889}{889} = 1, \quad (2.11)$$

1966:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 90\%}}}{Q_{M_{1940}}} = \frac{24}{20} = 1,2, \quad (2.12)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1962 г. Принимаем его в качестве расчётного средневодного года.

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года (табл. 2.2).

Таблица 2.2 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года и корректировка

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
Q _{50%} -Q _{90%}	2,1	2	0,6	0,1	-366	1204	879	311	173	43	55	14,2	2,1
Корректировка	0	0	0	0	366	-170	-120	-50	-26	0	0	0	0
1971 (50%)	10,2	6,1	4,1	2,4	1054	2187	1794	1007	605	130	81,4	24,4	10,2

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года (1962 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}}, \quad (2.13)$$

где $Q^{90\%}$ – расходы маловодного года (для 90% обеспеченности), м³/с;

$Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения (принимаются как 1% от среднемесячного расхода), м³/с;

$Q_{\text{ф}}$ – потери на фильтрацию (для скальных оснований принимаются за 1% от среднегодового расхода), м³/с;

$Q_{\text{лёд}}$ – потери на льдообразование, м³/с; в месяцы, когда река не замерзает принимаем за 1% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река замерзает, принимаем 2% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река может промерзнуть, принимаем за 3% от среднегодового расхода. Полученные потери распределяем с противоположным знаком на месяцы таяния.

$Q_{\text{шл}}$ – потери на шлюзы и рыбопропускные сооружения в месяцы, где идёт рыба (принимаем за 3% от расхода в месяц), м³/с;

Если полезные расходы получились меньше 0, то следует уменьшить потери (желательно принимать целое число: 1%, 2%, 3% ...). Расчёт полезных расходов представлен в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Расчёт полезных расходов

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	8,1	4,1	3,5	2,3	1054	1153	1035	746	458	87	26,4	10,2
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	11	12	10	7	5	1	0	0
$Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	1	1	1	4	4	4	4	4	4	4	3
$Q_{\text{лёд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	2	1	0	-9	-16	0	0	0	7	7	5
$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	11	12	0	0	0	0	0
$\sum Q, \text{ м}^3/\text{с}$	6	3	2	1	6	11	26	11	9	12	11	8
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	1	1	1	1048	1142	1009	735	449	75	15	2

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , $k_M = 8,6 \div 8,8$;

$Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{вб}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,52$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

При расчёте отметок нижнего $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$ бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчётов представленный в приложении А таблицах А2, А3.

2.2.2 Баланс энергий

По данным таблицы 2.4. строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.1, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности.

Таблица 2.4 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт	$N_{\text{сущ,ГЭС}}$, МВт
1	1025	0,9	107	350
2	973	0,5	107	321
3	884	0,7	107	292
4	782	1	107	271
5	692	392	107	263
6	658	422	146	233
7	658	379	146	233
8	692	287	107	263
9	781	184	107	271
10	884	33	107	292
11	973	7	107	321
12	1025	1	107	350

Баланс энергий представлен на рисунке 2.1:

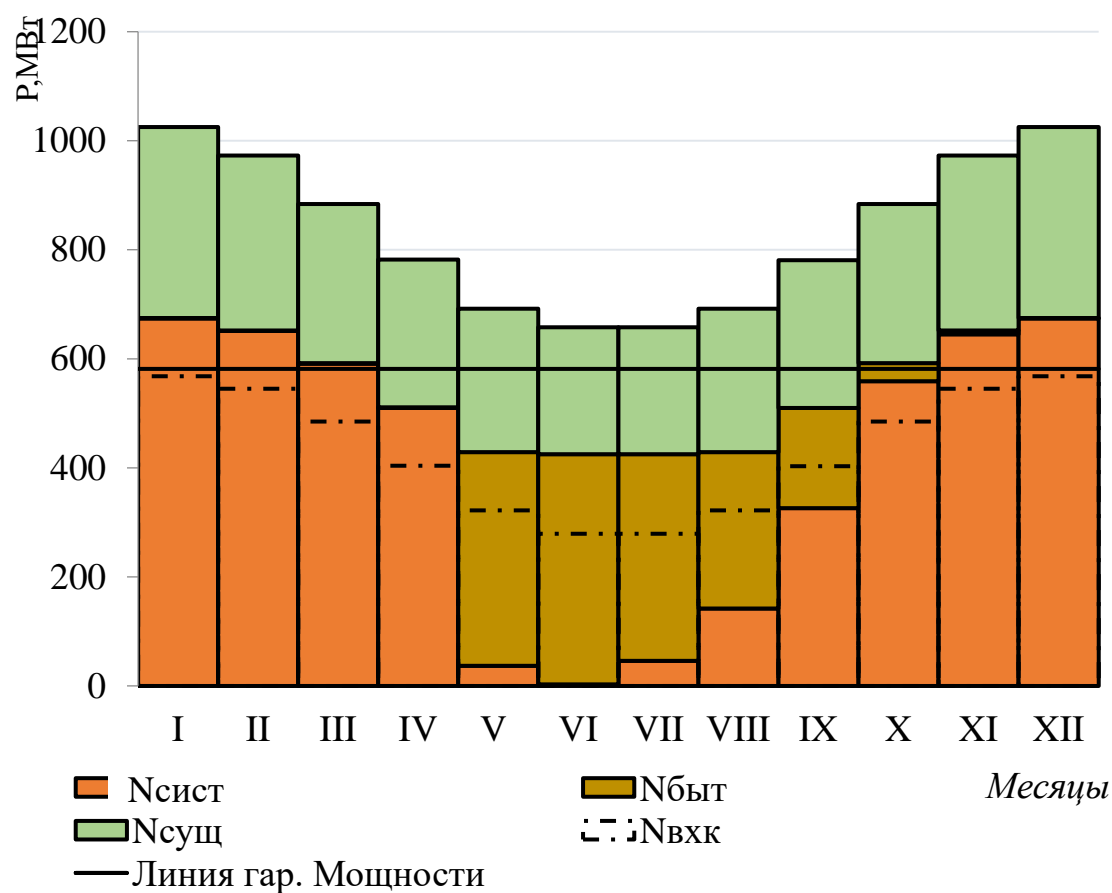


Рисунок 2.1 – Баланс энергий

Также по графику баланса энергий определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором бытовая мощность $N_{\text{быт}}$ меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму $N_{\text{ВХК}}$. В нашем случае – это X месяц.

2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища – X месяц.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок. Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении А таблица А.4.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 186$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 459,67 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 0,69$ км³.

Гарантированная мощность каждого месяца представлена в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Гарантированная мощность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	186	163	103	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	103	163	186

2.2.4 Баланс мощности

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

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности проектируемой ГЭС, а также следующие величины:

Нагрузочный резерв системы. Необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах:

$$N_{\text{нагр}} \approx 3\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,02 \cdot 1089 = 33 \text{ МВт}, \quad (2.17)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям.

Аварийный резерв системы. Выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки:

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 1089 = 109 \text{ МВт}, \quad (2.18)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ТЭС.

Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать также один раз в 6 лет с продолжительностью 60–120 дней. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{январь}}}{6} = \frac{495}{6} = 83 \text{ МВт}, \quad (2.19)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

Все полученные данные сведены в таблицу А.5 приложение А. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.2:

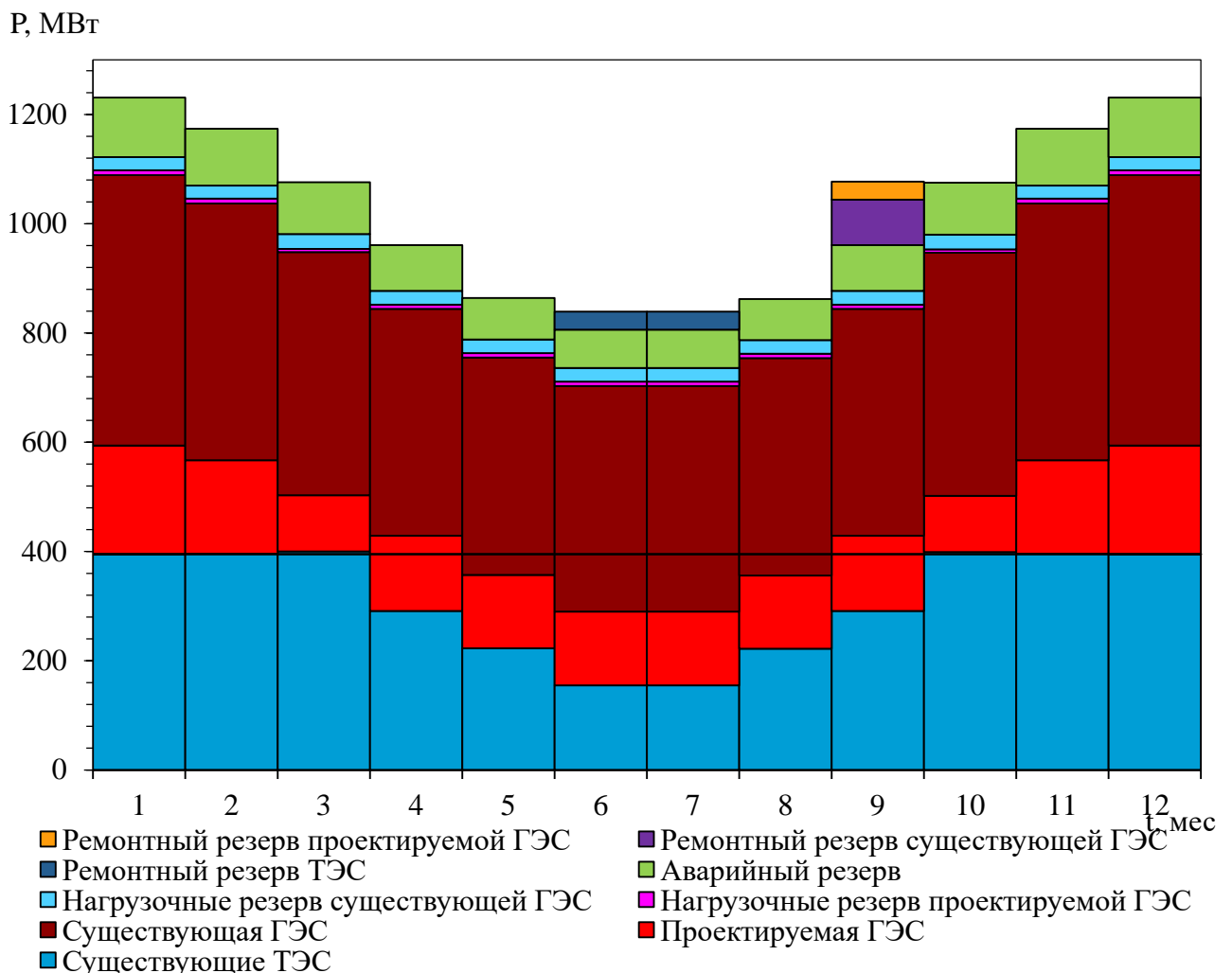


Рисунок 2.2 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Омолонской ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫТ}}$ представлен в приложении А рисунок А.1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{ВЫТ}} + N_{\text{рез}} = 199 + 9 = 208 \text{ МВт}, \quad (2.20)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ВЫТ}}$ – это максимальная рабочая мощность;
 $N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}} = 0 + 0 + 9 = 9 \text{ МВт}, \quad (2.21)$$

где $N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв;
 $N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв;
 $N_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв.

2.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегодовой выработки

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднегодовую выработку.

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А.6 и А.7 приложения А соответственно.

Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям в период сработки и наполнения в маловодном году ($\Theta = 1402,56$ млн кВт·ч)

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям (см. рис. 2.3)

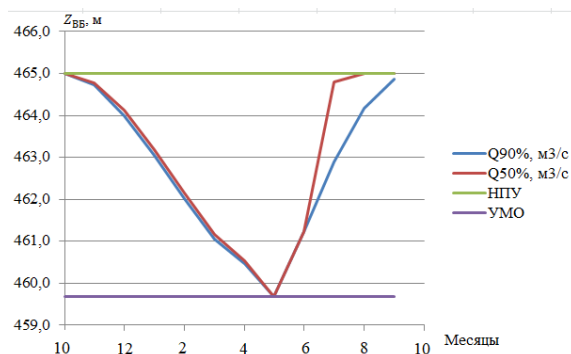


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Омолонской ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВВ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}^{лето}$, м	$Z_{НБ}^{зима}$, м	$H_{НПУ}$, м	$H_{УМО}$, м	$H_{расч}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
0	413,00	51,48	46,15	48,65	40,00	590,91	40	531,09	0
100	414,30	50,18	44,85	47,35	40,50	583,61	40,5	534,39	100
200	415,47	49,01	43,68	46,18	41,00	576,50	41	537,68	200
300	416,54	47,94	42,61	45,11	41,50	569,55	41,5	540,95	300
400	417,51	46,97	41,64	44,14	42,00	562,77	42	544,20	400
500	418,39	46,09	40,76	43,26	42,50	556,15	42,5	547,43	500
600	419,19	45,29	39,96	42,46	43,00	549,68	43	550,64	600

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор $H_{max} = 49,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;

– расчётный напор $H_{расч} = 42,9$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{min} = 40,5$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

– минимальный и максимальный расходы равны 125 и 550 м³/с соответственно.

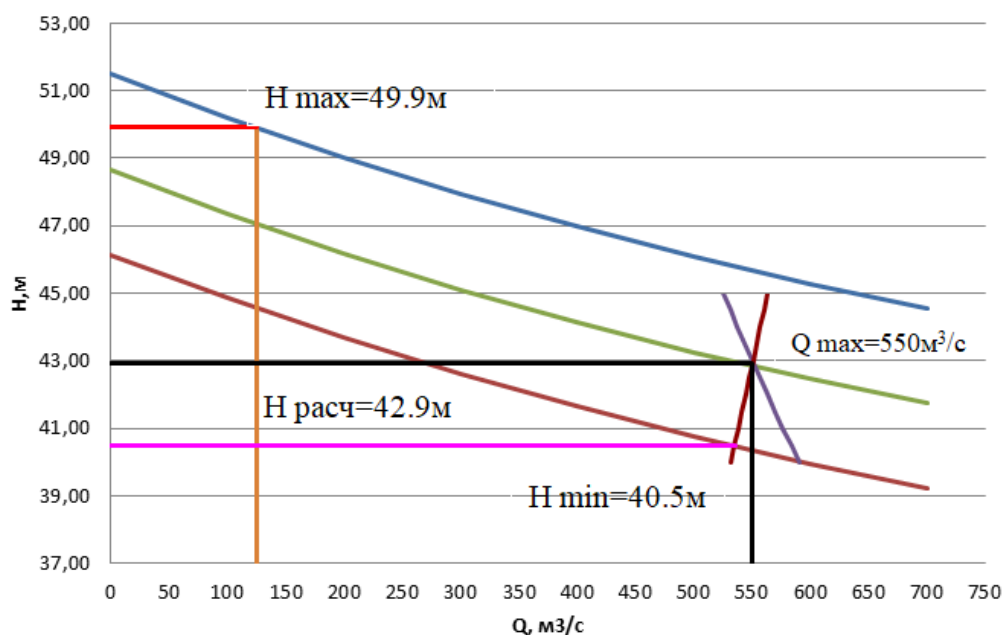


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛ50-В
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50-В60°.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ (см. 3.1). Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{40,5}{50} = 0,81, \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ50-В и ПЛД50-В60° $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{Iopt}, \text{ об/мин}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{Iopt}, \text{ л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,887	0,862
Приведенный максимальный расход	$Q'_{I max}, \text{ л/с}$	1500	1650
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	$D'_1, \text{ м}$	0,460	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	12	5
Температура воды при испытании	$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	21	16

На главной универсальной характеристике турбины намечаем расчётные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{Iopt} через оптимум КПД ($Q'_{I(P1)} = 1,520$ для ПЛ50-В, $Q'_{I(P1)} = 1,702$ для ПЛД50-В60°)

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.2-3.11):

Мощность агрегата в расчетной точке

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где $Q'_{I p}$ – приведенный расход в расчетной точке;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора.

КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1mod}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{mod}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{mod}}} \right), \quad (3.3)$$

где η_m - КПД модельной турбины;
 D_{1mod} – диаметр модельной турбины;
 H_{mod} – напор модельной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;
 v_H, v_{mod} – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 208000$ кВт)

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Расчитанное значение $Z'_{\text{агр}}$ округляется в большую сторону (Z_a)

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}, \quad (3.5)$$

Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}}, \quad (3.6)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

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

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

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

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.9)$$

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

произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{\text{Iр}} \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}, \quad (3.11)$$

произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}, \quad (3.12)$$

приведенные расходы

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta'}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta'}}, \quad (3.14)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I \max}$, $n'_{I \text{ р}}$, $n'_{I \min}$. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n'_{\text{ р}}$ подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство (3.11).

Для получения окончательного значения расчётной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I \min}$ соответствующей напору H_{\max} , аналогичным образом находим координаты точки по уравнению (3.12).

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{\min} и H_{\max} по формулам (3.13) и (3.14) соответственно.

Расчеты ПЛ50-В и ПЛД50-В60° нескольких диаметров представлены в приложении Б таблицах Б.1 и Б.2 соответственно.

Сопоставление различных турбин произведем по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Условия транспортировки.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса некоторые турбины выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности либо находится за пределами зоны работы турбины. Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определим по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.15)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования:

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{max} и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.16)$$

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

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

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

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

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по летней кривой связи нижнего бьефа (рис. 1.2).

Расчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.17-3.19). Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}), \quad (3.17)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}), \quad (3.19)$$

Составим таблицу для ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630.(табл 3.3)

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбин

D ₁	ПЛ50-В	
	6	6,3
Z _{нб} (Q (H _{min}))	415,1	415,57
Z _{нб} (Q (H _{расч}))	419,63	420,04
Z _{нб} (Q (H _{max}))	419,17	419,64
σ _{min}	0,23	0,18
σ _p	0,348	0,285
σ _{max}	0,344	0,27
H _s (H _{min})	-5,811	-2,974
H _s (H _{расч})	-8,155	-4,278
H _s (H _{max})	0,083	2,209
Z _{рк} (H _{min})	415,18	417,31
Z _{рк} (H _{расч})	413,36	416,20
Z _{рк} (H _{max})	411,48	415,35

Из анализа полученных вариантов, была выбрана турбина ПЛ50-В-630, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает безкавитационный режим.

Отметка установки РК: 415,35 м.

Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-630 представлена в приложении Б, рисунок Б.1

3.3 Выбор серийного гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения. Выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48. Номинальные данные выбранного генератора представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1130/140-48

Наименование величины	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S _{ном}	МВ·А	138,47
Номинальная активная мощность	P _{ном}	МВт	117,7
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	U _{ном}	кВ	13,8
Номинальный ток	I _{ном}	кА	5,899
Сопротивление обмотки статора	X _d	-	21
Переходное сопротивление	X' _d	-	26
Сверхпереходное сопротивление	X'' _d	-	91
Исполнение	зонтичное		

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

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

По номограмме определен тип маслonaпорной установки для напора 50 м и D1 – 6,3 м: МНУ 8/1-40-8-2,

где 8 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кг/см²

8 – вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов

По номограмме определен тип ЭГР. Так как турбина поворотнo-лопастная, мной был выбран ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника - 150мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

150- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Данные по генераторам и системе представлены в табл. 4.1:

Таблица 4.1 – Исходные данные

Генерация			Система		
Число и мощность агрегатов	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{кз}}$	Протяженность линии
шт, МВт	кВ	о.е.	кВ	МВА	км
2; 104	13,8	0,85	220	250	10

- Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$;
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos\varphi_{\text{с.н.}} = \cos\varphi_{\text{ном}}$.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Электрическая схема Омолонской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям предъявляемых к главным электрическим схемам:

- Надежность и безотказность в работе;
- Простота и наглядность;
- Безопасность обслуживания;
- Маневренность схемы;
- Экономичность;
- Возможность дальнейшего расширения.

Одним из ответственных этапов в проектировании является выбор вида блоков на ГЭС.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Данные схемы представлены на рисунке 4.1.

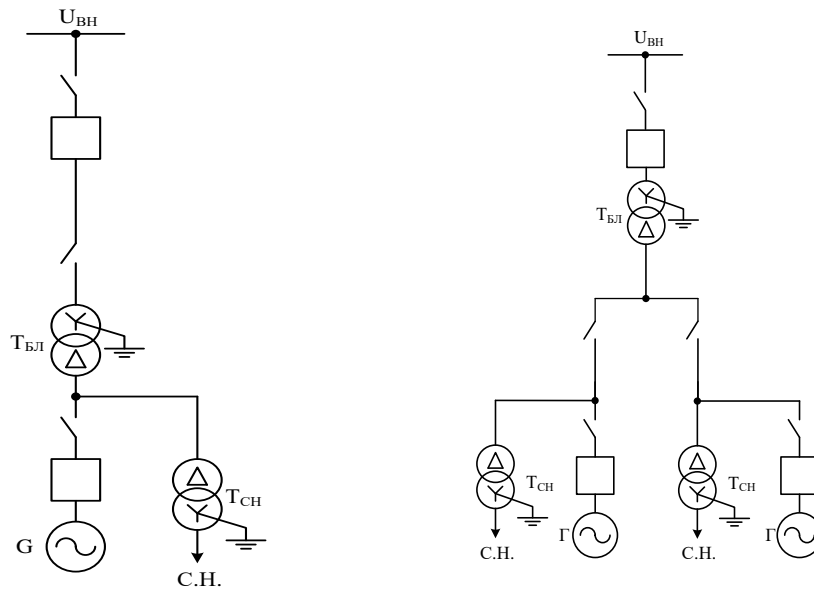


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{117,7 - 2,08}{0,85} = 136,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}}$ – мощность собственных нужд станции, МВт;

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$\cos\varphi = 0,8$ – коэффициент мощности ГГ

Выбран силовой трансформатор ТДЦ-250000/220-У1, параметры которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$				
250	242	13,8	11,0	0,45	240	650

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{\text{max}} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года;

ω – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 для одиночного и 0,05 для укрупненного);

$T_{в} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,24 \cdot 8729 = 2094,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,65}{1} \cdot \left(\frac{136,02}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 465,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{xx} + \gamma_2 \cdot \Delta W_H = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 2094,96 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 462,78 = 19,36 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где β_1 – поправочный коэффициент;

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

$\beta_2 = 1,1 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для 2 блока величина издержек:

$$И_1 = И \cdot 2 = 19,36 \cdot 2 = 38,72 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на

ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{117,7 - 2,08}{0,85} = 272,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

Выбран силовой трансформатор ТДЦ-400000/220-У1, параметры которого представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$				
400	242	15,75	11,0	0,4	330	680

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8730,5 \text{ ч}, \quad (4.9)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,33 \cdot 8730,5 = 5761,14 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,68}{2} \cdot \left(\frac{272,05}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 378,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 5761,14 + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot 378,24 = 52,27 \text{ тыс. руб./год}$$

Для 2 блока величина издержек:

$$И_2 = U_{\text{пот}(1)} \cdot 1 = 52,27 \cdot 1 = 52,27 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.12)$$

4.3.3 Выбор трансформатора собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве 3 штук, из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{2,08}{0,85} = 2,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.13)$$

Выбран трансформатор ТС-2500/10,5, паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-2500/10,5

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$			
2,5	10,5	6,3	2,5	70	235

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распрестройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{117,7 - 2,08}{0,85} \right) = 272,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos\varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{272,05}{(1 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 2,7, \quad (4.15)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 3$. Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{272,05 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 238 \text{ А}, \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 238 = 250 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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

$\alpha_{\text{Т}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{250}{1,1} = 227 \text{ мм}^2, \quad (4.18)$$

По полученным данным выбран провод АС-300/48. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 508 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{272,05}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 357 \text{ А}, \quad (4.19)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-300/48 удовлетворяет условию нагрева.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов СН и ячеек РУ ВН. Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_{\text{Т}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + m \cdot K_{\text{ТСН}}, \quad (4.20)$$

где $K_{\text{КРУЭ}}$ – расчетная стоимость КРУЭ
 n – количество трансформаторов
 m – количество ТСН
 t – количество ячеек КРУЭ

Капиталовложения K_1^{220} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{220} = 2 \cdot 303,4 + 6 \cdot 110,9 + 3 \cdot 24,3 = 1345,1 \text{ млн. руб}$$

Капиталовложения K_2^{220} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{220} = 1 \cdot 473,48 + 5 \cdot 110,9 + 3 \cdot 24,3 = 1100,9 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + И_i, \quad (4.21)$$

где $E_{\text{н}}$ – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений, 0,150.е;

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1345100000 + 38720 = 201798320 \text{ руб./год}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1100900000 + 52270 = 165179770 \text{ руб./год}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\% = \frac{201798320 - 165179770}{201798320} \cdot 100\% = 18,15\%, \quad (4.22)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком и укрупненным блоком более 5 %, схема с укрупненным блоком является более экономически целесообразной, однако, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем вариант с одиночным блоком.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 2 одиночных блока;
- 3 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 5. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами шин (рис.4.2).

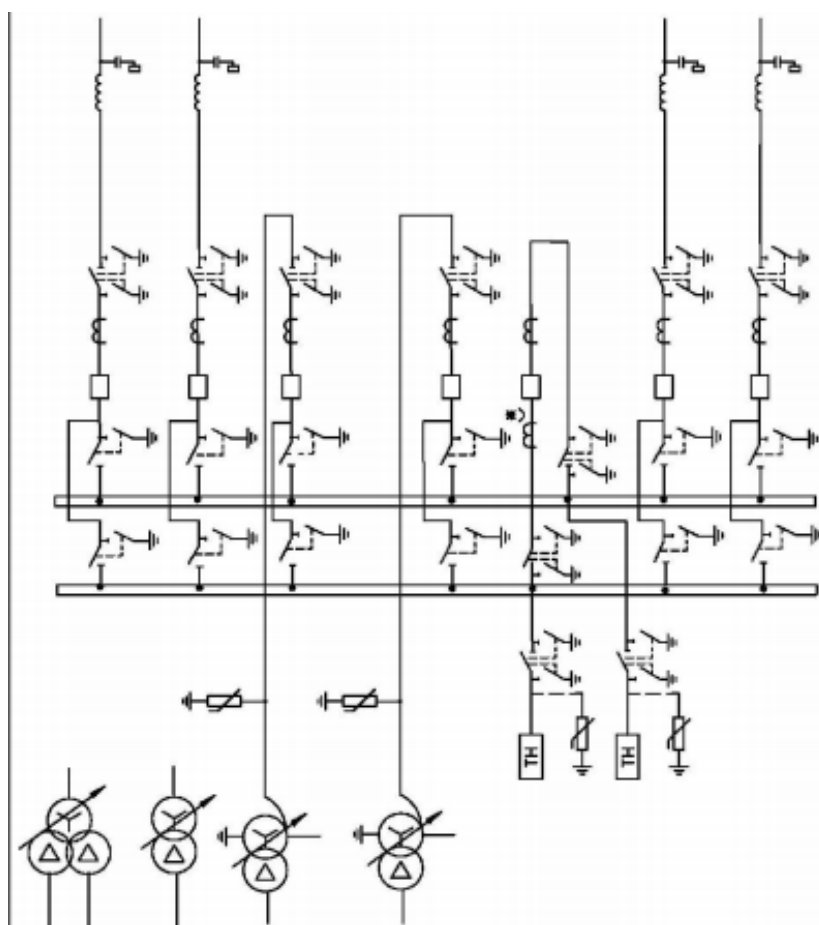


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

4.7 Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)

Для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора использован программный комплекс «RastrWin3» результаты расчета сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_{п.о.}$, кА	$K_{уд}$	i_y
Однофазное КЗ	КРУЭ 220 кВ	16,62	1,72	28,59
Трехфазное КЗ	КРУЭ 220 кВ	11,31	1,72	19,45
Трехфазное КЗ	Вывода генераторов	20,82	1,975	41,12

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

Наибольший рабочий ток в присоединениях генераторов определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{p,max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 4,35 = 4,569 \text{ кА}, \quad (4.23)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{p,max} = \frac{S_{Г,ном}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{тр,ном}} = \frac{104}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,261 \text{ кА}, \quad (4.24)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{p,max} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{272,05}{3 \sqrt{3} \cdot 220} = 0,238 \text{ кА}, \quad (4.25)$$

По ЛЭП ток утяжеленного режима (определяется при отключении одной из них):

$$I_{p,утяж} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{(n-1) \sqrt{3} U_{ном}} = \frac{272,05}{(3-1) \sqrt{3} \cdot 220} = 0,357 \text{ кА}, \quad (4.26)$$

4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

В качестве электротехнического оборудования выбран генераторный комплекс элегазовый КАГ-20 производства «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20-90/8000, разъединителей, заземлителей, ТТ и ТН. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры комплекса приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры комплекса

Расчетные данные	Каталожные данные
	КАГ
$U_{\text{ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = \text{до } 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 4569 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = \text{до } 10000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 20,82 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = \text{до } 90 \text{ кА}$
$i_y = 41,12 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 230 \text{ кА}$
$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}} = 20,82 \cdot (0,08 + 0,01) = 39,01, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 90^2 \cdot 3 = 24300, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.10 Выбор параметров КРУЭ

Так как эксплуатация РУ в условиях крайнего севера затруднена, что вызвано низкой температурой, в этом случае рекомендуется выполнять РУ по типу КРУЭ.

По каталогу «Электроаппарат» выбран КРУЭ серии ЯГГ-220. Данные по выбору КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯГГ-220	Разъединитель/ заземлитель
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 261 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 16,62 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 29 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 16,62^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 24,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 80^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯГГ-220 соответствует всем необходимым параметрам. Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию, то оборудование входящее в модули (измерительные ТТ и ТН, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и динамической стойкости.

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Исходные данные для расчета представлены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48
мощность номинальная	полная	138,47 МВА
	активная	117,7 МВт
номинальное напряжение		13,8 кВ
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота		50 Гц
частота вращения		125 об/мин
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		1300 А
ток ротора при номинальной нагрузке		1130 А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		190 В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,084
	переходное $X'd$	0,332
	сверхпереходное $X''d$	0,205
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,147
емкость обмотки статора		1,02 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

Тип	ТДЦ-250000/220-У1
мощность номинальная	250 МВА
номинальное напряжение	242/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11%
группа соединений	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТС-2500/10,5
мощность номинальная	2,5 МВА
номинальное напряжение	10,5/6,3 кВ
напряжение короткого замыкания	2,5 %
группа соединений	D/Ун-11

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании [12].

Защиты генератора СВ-1130/140-48– 138,47 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

5.3 Расчёт номинальных токов

Для расчёта необходимо знать номинальные первичные и вторичные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{138,47}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,7 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5,7 \cdot 1}{6000/5} = 4,83 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1130}{1,2255} \cdot 190 = 202 \text{ кВА}, \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 250 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном},2} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{250 \cdot 10^3}{190} = 1316 \text{ А}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном},2}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1316}{1500/5} = 4,39 \text{ А}, \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчет 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 трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 5793 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5793 = 289,7 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot 5793 = 579,3 \text{ А}, \quad (5.7)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ном}} = 0,15 \cdot 4,83 = 0,72$

Коэффициент торможения $K_{\text{т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{т}}$ выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

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

I_{max} - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{max} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_{ном}, \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,205} \cdot 5793 = 3193 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{max} = 31933 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{3193 \cdot 2}{31933} = 0,2$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

Принимаем уставку: $I_{OTC} = 6 \cdot I_{ном} = 29 \text{ A}$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

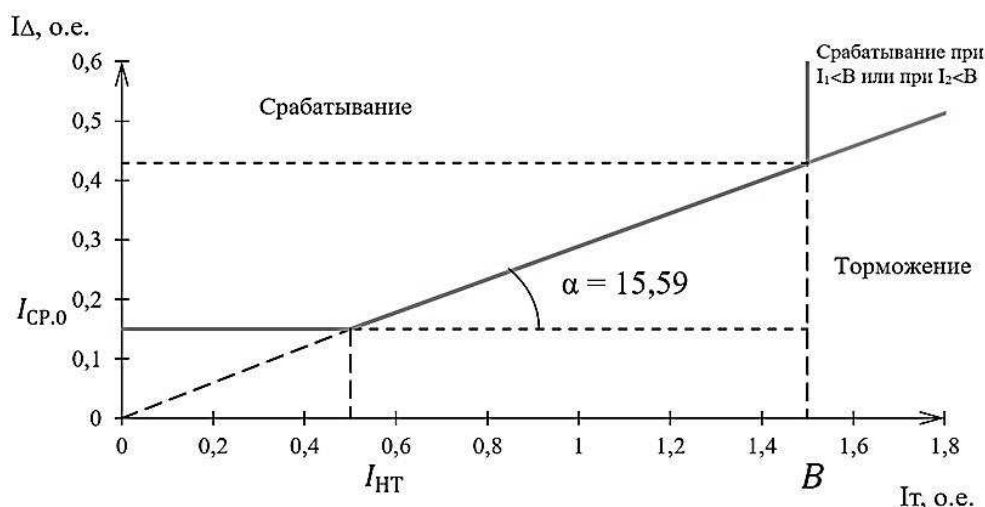


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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:

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

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

Расчет $U_{O \text{ Эл.Ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

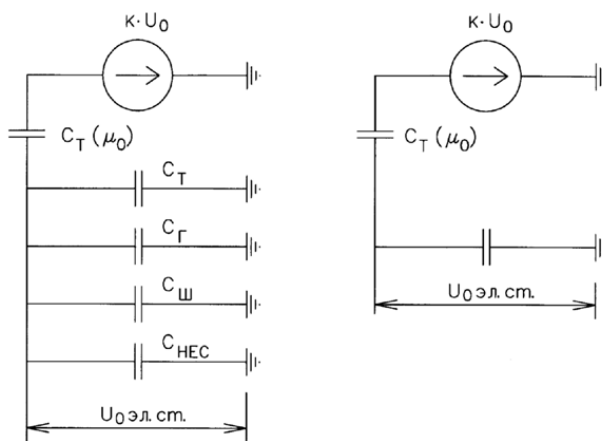


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

где C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{Ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{ВГ}$ – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ;

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

$$U_{0 \text{ эл. ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44264 \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 208 \text{ В}, \quad (5.14)$$

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

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

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

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМВН} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\mathcal{L}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ A}, \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛСТ}}}{n_{ТН}}, \quad (5.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 208}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1 / 3)}$$

$$U_{CP} \geq 4,12 \text{ В}$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 6,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.18)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали. Защита с выдержкой времени 0,5с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.4.3 Защита от повышения напряжения

Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800 / 100} = 140 \text{ В}, \quad (5.19)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.20)$$

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 несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.21)$$

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

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

$$t_{доп} = A/I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

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

Защита включает в себя следующие органы :

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2СИГН} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H$.

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H, \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

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

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

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

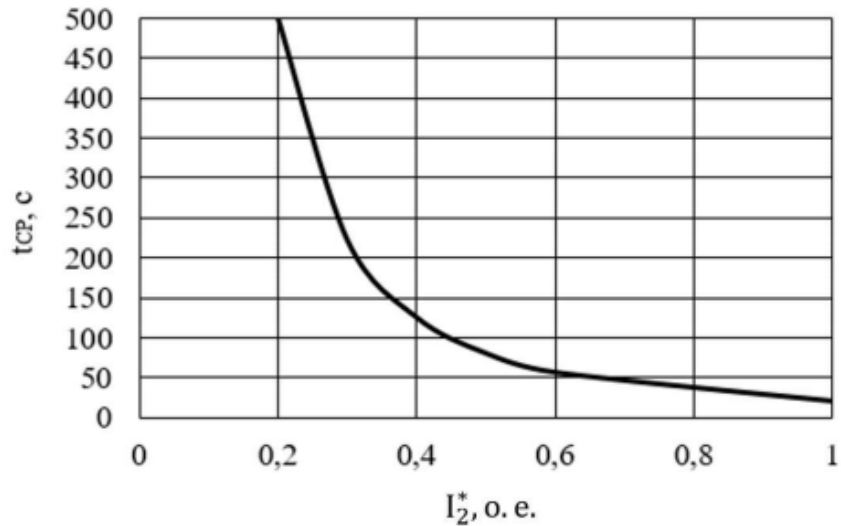


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.27)$$

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,65 \cdot \frac{138,47}{242^2} = 0,0015$

$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,205 \cdot \left(\frac{245}{13,8}\right)^2 = 64,6$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_{T} – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{138,47}{250} = 0,61$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (64,61 + 0,61 + 0,0015)} = 0,0059 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = 0,0059 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,207, \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7 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:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки I/I_H	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 (I_1) представлена на рисунке 5.4.

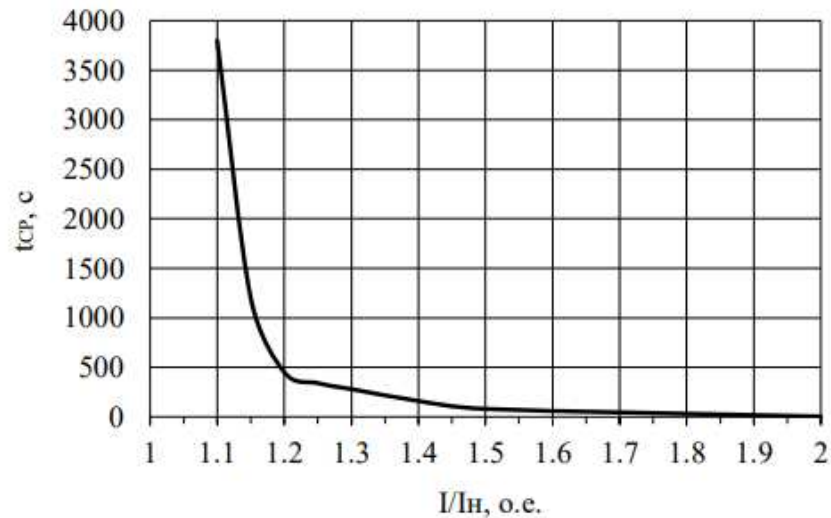


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}, \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7 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 задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Омолонская ГЭС – Омолон:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 25,76 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,62 = 20,78 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{250} = 25,76 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{138,47}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{138,47}{242^2} \cdot 0,62 = 0,049$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,049 \cdot 1,38 = 0,07 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{138,47} = 1,38$

Уставка будет равна:

$$Z_{1CЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,07 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{13,8}} = 0,58 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,6 \text{ Ом}$

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5793} = 1,38 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,81 - 0,95}{1,084} = 2,46, \quad (5.38)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,357, \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,9^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{138,47} = 0,48 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,48 \cdot 6000/5}{13800/100} = 4,13 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,20 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,74 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7 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 генератора и гашение полей ГГ и ВГ. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

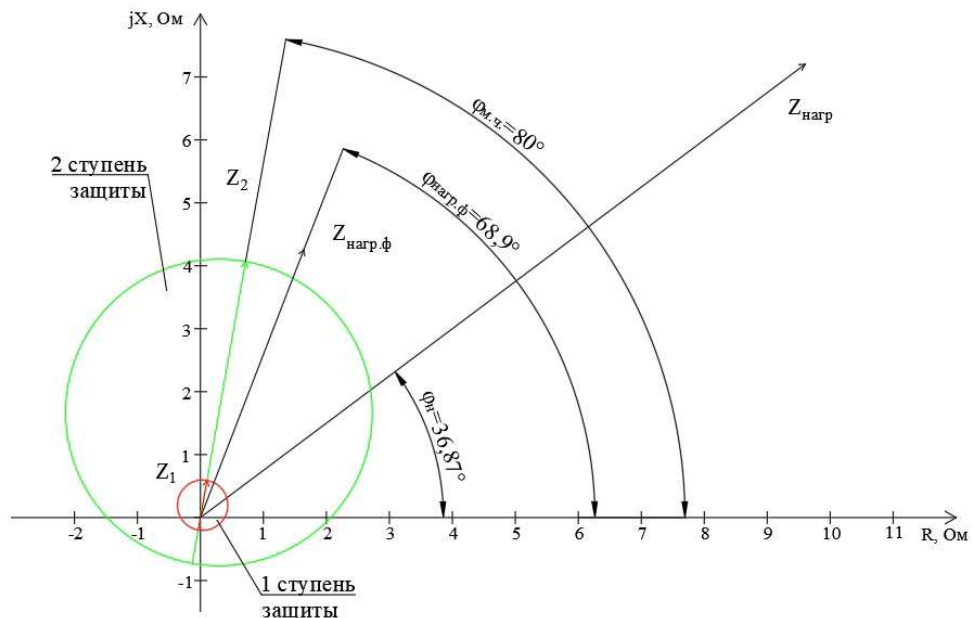


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.45)$$

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

Таблица 5.6 – 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.

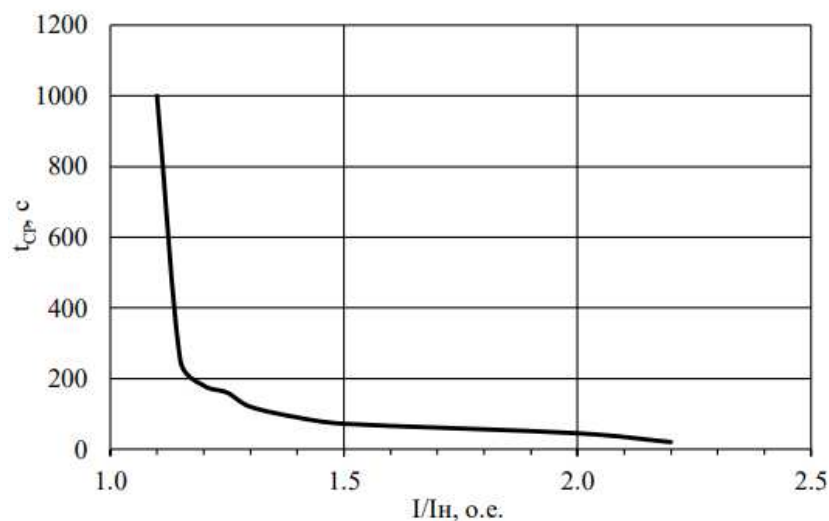


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.45)$$

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 Омолонской 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.

Уставки МП электрических защит и матрица отключений представлены в таблицах В.1 и В.2 приложения В соответственно.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Высота ГТС предварительно принята равной 52м, находится на скальном основании (гранит), что соответствует II классу сооружения. Мощность ГЭС ($N_{уст}$) = 208МВт соответствует III классу ГТС. По числу постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС ($n_{жит} < 1000$) относится ко II классу.

Окончательно принимается II класс ГТС.

6.1.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня бетонной плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где $v = 21$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра [14, Приложение Б];
 $L = 6070$ м – длина;
 d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{465,00 - 413,00}{2} = 26 \text{ м}, \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,19 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 6070}{9,81 \cdot 26} \cdot 1 = 0,018$$

Для нахождения k_i найдём безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}, \frac{gt}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 6070}{21^2} = 135, \quad (6.5)$$

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

где t – период действия ветра, принимается равным $6ч = 21600$ с.

По верхней огибающей кривой графика [14, Приложение А, рис. А.1]

находим величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$,

По найденным значениям $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,02$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,7$ определяем параметры

волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,02 \frac{v_w^2}{g} = 0,02 \frac{21^2}{9,81} = 0,90 \text{ м}, \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = 1,70 \frac{v_w}{g} = 1,70 \frac{21}{9,81} = 3,64 \text{ с}, \quad (6.8)$$

Найдём среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,64^2}{2 \cdot 3,14} = 20,69 \text{ м}, \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность:

$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$; $26 \geq 20,69 = 10,345$ условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,10 \cdot 0,9 = 1,89 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $k_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$ по [14, Приложение А1, рис. А.2]

Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,018 + 1,89 + 0,8 = 2,71 \text{ м}$$

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 465 + 2,61 = 467,71$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 467,71 \text{ м}$.

6.2 Гидравлические расчеты

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

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

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускать, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии. Количество ГА определяется в зависимости от их числа и при $n_{\text{ГА ГЭС}} \leq 6$ составляет $n_{\text{ГА}} - 1$. Таким образом, число агрегатов, участвующих в пропуске расхода для расчетного случая составит 1.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} \cdot (n_{\text{ГА}} - 1) - \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}}, \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 5773 - 318,2 \cdot 1 - \frac{(6,94 + 0,260) \cdot 10^9}{18346800} = 5062,4 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяется удельный расход на рисберме

$$q_p = [v_h] h_{\text{нб}}, \quad (6.12)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки.

Принимаем $[v_h] = 5 \text{ м/с}$.

Глубина в нижнем бьефе $429,45 - 413,00 = 16,45 \text{ м}$

$$q_p = 5 \cdot 16,45 = 82,25 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определяем удельный расход на водосливе

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 82,25 = 102,8 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{5062,4}{102,8} = 49,25 \text{ м}, \quad (6.14)$$

Принимаем 4 пролетов шириной $b = 13 \text{ м}$,

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $4 \cdot 13 = 52 \text{ м}$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитаем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива для основного и расчетного случаев.

Назначаем $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом.

$$H = 13,4 \text{ м} \quad H_{\text{ст}} = 14 \text{ м}$$

Отметку гребня водослива $\nabla_{\text{ГВ}}$ рассчитываем по формуле (6.15)

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 465,00 - 14 = 451,00 \text{ м}, \quad (6.15)$$

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля производится в соответствии с методикой, изложенной в [13, стр. 13-14].

Используя проектный напор на водосливе, равный стандартному, полученному в предыдущем пункте, определим координаты безвакуумного водослива с оголовками профиля А [14, таб. 6-12]. Рассчитанные координаты водослива представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Координаты для построения оголовка водосливной грани

x	y	x*Нст	y*Нст	x	y	x*Нст	y*Нст
0	0,126	0	1,764	2,1	1,369	29,4	19,166
0,1	0,036	1,4	0,504	2,2	1,508	30,8	21,112
0,2	0,007	2,8	0,098	2,3	1,653	32,2	23,142
0,3	0	4,2	0	2,4	1,794	33,6	25,116
0,4	0,006	5,6	0,084	2,5	1,96	35	27,44
0,5	0,027	7	0,378	2,6	2,122	36,4	29,708
0,6	0,06	8,4	0,84	2,7	2,289	37,8	32,046
0,7	0,1	9,8	1,4	2,8	2,462	39,2	34,468
0,8	0,146	11,2	2,044	2,9	2,64	40,6	36,96
0,9	0,198	12,6	2,772	3	2,824	42	39,536
1	0,256	14	3,584	3,1	3,013	43,4	42,182
1,1	0,321	15,4	4,494	3,2	3,207	44,8	44,898
1,2	0,394	16,8	5,516	3,3	3,405	46,2	47,67
1,3	0,475	18,2	6,65	3,4	3,609	47,6	50,526
1,4	0,564	19,6	7,896	3,5	3,818	49	53,452
1,5	0,661	21	9,254	3,6	4,031	50,4	56,434
1,6	0,764	22,4	10,696	3,7	4,249	51,8	59,486
1,7	0,873	23,8	12,222	3,8	4,471	53,2	62,594
1,8	0,987	25,2	13,818	3,9	4,698	54,6	65,772
1,9	1,108	26,6	15,512	4	4,938	56	69,132
2	1,235	28	17,29	2,1	1,369	29,4	19,166

По полученным координатам предварительно построен профиль оголовка водослива, представленный на рисунке 6.1

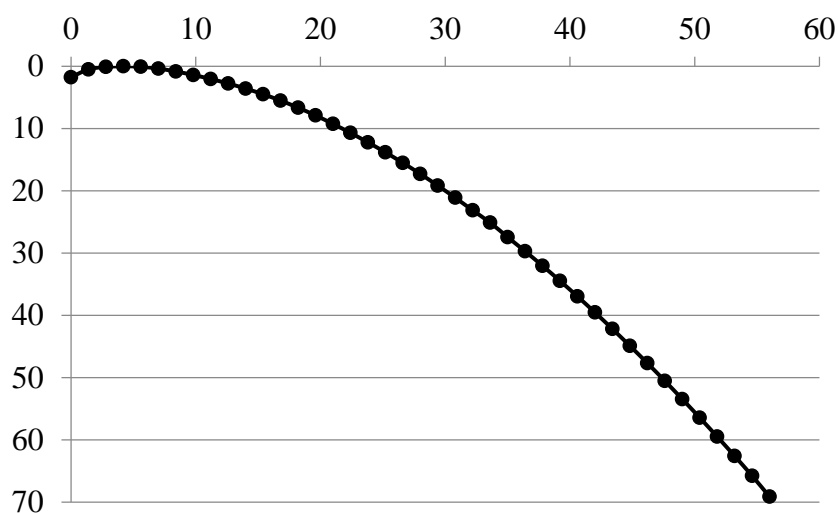


Рисунок 6.1 – Профиль оголовков водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от

высоты плотины $p_b = 52\text{м}$ и напора на водосливе $H_{ст} = 14\text{м}$ по [14, таб. 6-14]. В расчетном случае $R = 26,68\text{ м}$.

Далее рассчитываем отметку гребня быка

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 * H_{ст} = 451 + 1,6 * 14 = 473,4\text{ м}, \quad (6.16)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или бетонной плотины, или по отметке верха быка.

В данном случае это отметка верха быка: $\nabla_{ГБ} = 473,4\text{ м}$

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}, \quad (6.17)$$

$$T_0 = 465,00 - 413,00 = 52\text{м}$$

Вычисляем критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 83^2}{9,81}} = 9,18\text{ м}, \quad (6.18)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;
 $\delta_6 = n - 1 = 4 - 1 = 3$ – количество промежуточных бычков.

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(T_0 - h'_c)}} = \frac{83}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (52 - 0)}} = 2,89\text{м}, \quad (6.19)$$

q_c – удельный расход в сжатом сечении

$$q_c = \frac{Q_{расч}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{5062,4}{52 + (4-1) \cdot 3} = 83 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \text{м}, \quad (6.20)$$

$$h'_c = \frac{83}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (52 - 2,89)}} = 2,97\text{м}, \quad (6.21)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right] = \frac{2,97}{2} \left[\sqrt{1 + 8(9,18/2,97)^3} - 1 \right] = 21,39 \text{ м}, \quad (6.22)$$

Так как $h_c'' = 21,39 \text{ м} > h_{НБ} = 16,45 \text{ м}$, в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Так как, рассматриваемая плотина высотой более 40 м находится на скальном основании, а также расположена не в узком створе, то применяется гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.

6.2.5 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

В соответствии с [15, таблица 9] в качестве гасителя энергии потока в НБ в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

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

$$L = k_a z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0.5} + 1 \right), \quad (6.23)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ \div 35^\circ$ – угол схода струи с трамплина, принимаем $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока [4, таблица 9-10], при высоте водослива более 40 м принять коэффициент равен 0.9;

$$z_0 = \text{отм. НПУ} - \text{отм. УНБ}_{\text{осн.макс}} = 465,00 - 429,45 = 35,55 \text{ м}, \quad (6.24)$$

Высота уступа от дна до носка-трамплина:

$$a = h_{НБ}^{\text{max}} + (1 \div 2) \text{ м} = 16,83 + 1,0 = 17,83 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $h_{НБ}^{\text{max}} = \text{УНБ}_{\text{пов.макс}} - \text{отм. дна}$, это максимальная глубина НБ

$$h_{НБ}^{\text{max}} = 429,83 - 413,00 = 16,83 \text{ м}, \quad (6.26)$$

Отметка носка-трамплина:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 413,00 + 17,83 = 430,83 \text{ м}, \quad (6.27)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$z_1 = \text{отм. НПУ} - \text{отм. носка-трамплина} = 465,00 - 430,83 = 34,17 \text{ м}, \quad (6.28)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34,17} = 23,3 \text{ м/с}, \quad (6.29)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимаем равным 0.9, так как высота водослива выше 40 м.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{102,8}{23,3} = 4,41 \text{ м}, \quad (6.30)$$

Где q - удельный расход воды на водосливе.

Зная число Фруда, можно определить коэффициент аэрации потока K_a .

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,3^2}{9,81 \cdot 4,416} = 12,55, \quad (6.31)$$

$$Fr < 35 \quad k_a = 1$$

$$Fr > 35 \quad k_a = 0,8 \div 0,9$$

Принимаем $k_a = 1$

Дальность отлёта струи:

$$L = 1 \cdot 34,17 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \left(\left(1 + \left(\frac{35,55}{34,17} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = 50,22 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,4 z_0$, на основании из слабой скалы $L > (0,5 - 0,6) z_0$, где z_0 – напор, создаваемый плотиной.

Проверяем условие для прочной скалы, так как у нас скальное основание:

$$L > 0,4 \cdot Z_0,$$

$$50,22 > 0,4 \cdot 35,55 = 14,22 \text{ м}.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от сооружения.

Глубина ямы размыва:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.32)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H,$ (6.33)

d – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{12,55}) \cdot \sqrt{12,55} \cdot \sqrt[4]{\frac{16,45}{1}} \cdot 4,41 = 29,8 \text{ м},$$

$$h_p = 29,8 - 16,45 = 13,35 \text{ м}$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.34)$$

где α_1 – угол входа струи в воду

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.35)$$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 4,41 \cdot \cos 30^\circ + 17,83 - 16,45)}{23,3^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,701$$

$$L_1 = 50,22 + \frac{29,8}{0,701} = 92,73 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна реки равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 9,37 + 3,7 \cdot 13,35 = 72,82 \text{ м}, \quad (6.36)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{\text{кр}}$, где $h_{\text{кр}}$ – критическая глубина потока:

$$2,5 \cdot h_{\text{кр}} = 2,5 \cdot 9,18 = 22,95 \text{ м}, \quad (6.37)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.2.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

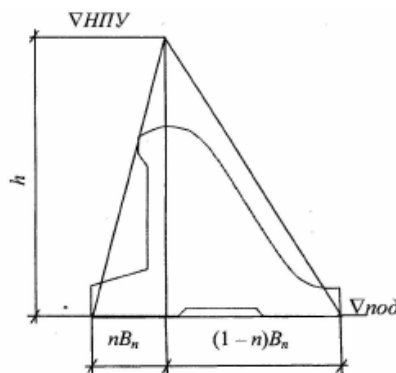


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Из условий недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}}) \cdot (0,67 \div 0,7) = 465,00 - 411,00) \cdot (0,67 \div 0,7) = 36,18 \div 37,8 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где $\nabla_{\text{ПОД}}$ – отметка подошвы плотины, рассчитываемая по формуле:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 413,00 - 2 = 411,00 \text{ м}, \quad (6.39)$$

Исходя из предварительных расчетов, принимается ширина подошвы плотины $B_{\text{п}}=45$ м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от

климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}} = 13 + 3 = 16 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-усадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов.

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верхней стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Толщина быка 3 м.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7х2,0 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х1,0 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

На Омолонской ГЭС предусмотрены два устоя.

Первый разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС. Конструктивно длина устоя принимается 181 м, ширина 2 м. Второй сопрягающий устой предназначен для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

6.3.5 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 7 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 19 м.

6.3.6 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.41)$$

$$a_{др} \geq \frac{52 \cdot 1,2}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,29 \text{ м,}$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 465 - 413 = 52 \text{ м,} \quad (6.42)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,5 м.

6.3.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}} = (0,10 \div 0,25) \cdot 40 = 4,0 \div 10 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины,
Принимается $l_3 = 4 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_{\text{max}} = 0,6 \cdot (465 - 413) = 31,2 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где H_{max} – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}}, \quad (6.45)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,
 $J_{\text{cr.m}}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{\text{cr.m}} = 15$);

$$\Delta H = H_{\text{max}} - 0,4 \cdot H_{\text{max}}, \quad (6.46)$$

$$\Delta H = 52 - 0,4 \cdot 52 = 31,2 \text{ м}$$

$$\delta_3 \geq \frac{31,2 \cdot 1,2}{15}$$

$$\delta_3 \geq 2,5 \text{ м}$$

Глубина дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 31,2 = 18,7 \text{ м}, \quad (6.47)$$

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

6.4.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 1261 \text{ м}^2$, $S_б = 1708 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1261 \cdot 13 \cdot 24}{13 + 3} = 24590 \text{ кН/м}, \quad (6.48)$$

где b – ширина пролета;
 $\gamma_б$ – удельный вес бетона;
 $\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1708 \cdot 3 \cdot 24}{13 + 3} = 7686 \text{ кН/м}, \quad (6.49)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 218,4^{1,5} \cdot 9,81 = 1741 \text{ кН}, \quad (6.50)$$

где f – площадь затвора,

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (467,3 - 451 + 0,5) \cdot 13 = 218,4 \text{ м}^2, \quad (6.51)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{1741}{13 + 3} = 109 \text{ кН}, \quad (6.52)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{ВВ} = \frac{\gamma_{В} \cdot H_{В}^2}{2} = \frac{10 \cdot 54^2}{2} = 14580 \text{ кН}, \quad (6.53)$$

где $H_{В}$ – высота плотины:

$$H_{В} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 465 - 411 = 54 \text{ м}, \quad (6.54)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{НБ} = \frac{\gamma_{В} \cdot H_{Н}^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,18^2}{2} = 87,36 \text{ кН}, \quad (6.55)$$

где $H_{Н}$ – определяется по формуле:

$$H_{Н} = \nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под} = 415,18 - 411 = 4,18 \text{ м}, \quad (6.56)$$

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = H_{Н} \cdot B_{под} \cdot \gamma_{В} = 4,18 \cdot 45 \cdot 10 = 1881 \text{ кН}, \quad (6.57)$$

где $H_{Н}$ – определяется по формуле;
 $B_{под}$ – ширина подошвы.

6.4.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 465 - 415,18 = 49,82 \text{ м}, \quad (6.58)$$

На основании [15, таблица 5, рис.7]:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49,82 = 19,93 \text{ м}, \quad (6.59)$$

$$H_{др} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 49,82 = 9,96 \text{ м}, \quad (6.60)$$

$$W_{\phi} = S_{эп} \cdot \gamma_{В} = 412 \cdot 10 = 4120 \text{ кН}, \quad (6.61)$$

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.62)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 2$ м;
 φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20$;

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.64)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) = -139 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.65)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 16,25 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) = -132 \text{ кН/м}^2$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B = 26 - (1 - 0,025) \cdot 10 = 16,25 \text{ кН/м}^3, \quad (6.66)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,025$;
 c – сцепление грунта, равное 100 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-139 - 132}{2} = -136 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.68)$$

$$p_{гр} = 16,25 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{38,7}{2} \right) + 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 + \frac{38,7}{2} \right) = 766 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2} = \frac{504 \cdot 2}{2} = 766 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

6.4.7 Волновое воздействие

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_v \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.70)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,89 \cdot \left(\frac{20,69}{\pi} + \frac{0,54}{2} \right) = 64,83 \text{ кН/м}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 1,89$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 20,69$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,89^2}{20,69} = 0,54 \text{ м}, \quad (6.71)$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{20,69}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,89 = 2,59 \text{ м}, \quad (6.72)$$

6.5 Оценка прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате

расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	14580	14580	18	262440,0
$T_{НБ}$	1	←	87,36	87,4	-1,39	-121,4
$G_{пл}$	0,95	↓	24590	23360	-5,45	-127312,1
$G_б$	0,95	↓	7686	7301,7	-9,27	-67686,8
$W_{вз}$	1	↑	1881	1881	0	0,0
$W_ф$	1	↑	4120	4120	11,07	45608,4
E_n	1,2	→	9,8	11,8	2,67	31,4
$E_{пас}$	0,8	←	766	612,6	-0,67	-410,4
$W_{волн}$	1	→	64,8	64,8	51,41	3332,9
$q_з$	0,9	↓	109	98,0	-23,5	-2302,0

$$\sum M = 113580 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\sum N = G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_ф, \quad (6.73)$$

$$\sum N = 23360 + 7301,7 + 98 - 1881 - 6056 = 24759 \text{ кН}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{пл}} + \frac{6 \sum M}{B_{пл}^2} = -\frac{24759}{45} + \frac{6 \cdot 113580}{45^2} = -213,7 \text{ кПа}, \quad (6.74)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{пл}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -213,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 54 \cdot (1 - 0^2) =$$

$$= -540 \text{ кПа}, \quad (6.75)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.
 Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 54 - 213,7) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}, \quad (6.76)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -213,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 54 \cdot 0^2 = -213,7 \text{ кПа}, \quad (6.77)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54 = -540 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{24759}{45} - \frac{6 \cdot 113580}{45^2} = -886,7 \text{ кПа}, \quad (6.79)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.80)$$

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

$$\sigma_x^t = -886,7 \cdot 0,54^2 - 10 \cdot 4,18 \cdot (1 - 0,54^2) = -455,8 \text{ кПа}$$

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,18 + (-886,7)) \cdot 0,54 =$$

$$= 591,4 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -886,7 \cdot (1 + 0,54^2) + 10 \cdot 4,18 \cdot 0,54^2 = -1301 \text{ кПа}, \quad (6.82)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,18 = -41,8 \text{ кПа}, \quad (6.83)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.3

Таблица 6.3 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-213,7	-886,7
σ_x	-540	-455,8
τ_{xy}	0	591,4
σ_1	-213,7	-41,8
σ_3	-540	-1301

6.5.2 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.84)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,2 \cdot 0,9 \cdot 1301}{1} = 1404,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.85)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$1404,8 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.86)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -213,7 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_{yu}| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_{du}, \quad (6.87)$$

$$|-213,7| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 54$$

$$213,7 \text{ кН/м}^2 \geq 135 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.88)$$

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

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

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R = (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_{ф} + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{п}, \quad (6.89)$$

$$R = (7301,7 + 23360 - 1881 - 4120 + 98) \cdot 0,8 + 612,6 \cdot 0,8 +$$

$$+ 150 \cdot 45 = 22260 \text{ кН/м}^2$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,8;
 c – сцепление для грунта, 150 кН/м²;
 $B_{п}$ – ширина подошвы плотины 45 м.
Сдвигающая сила:

$$F = T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_{н} = 145800 - 87,4 + 64,8 + 11,8 = 14569 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{22260 \cdot 0,95}{14569 \cdot 1} = 1,45 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из главных задач эксплуатации является обеспечение безопасности ГТС., которая обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнического сооружения. Работа службы по обеспечению безопасности Омолонской ГЭС осуществляется за счет соблюдения технических стандартов, законов, регламентов, производственных и должностных инструкций.

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений Омолонской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:
 - обеспечение допустимого уровня 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.

7.2 Охрана труда

Согласно СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на

территории ГЭС, должны знать и выполнять требования настоящего стандарта, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности), Сооружения и оборудование ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Сооружения и оборудование Омолонской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом, предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС.

У Омолонской ГЭС на случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Омолонской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликация при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Омолонская ГЭС должна обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности,
- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- знаний работниками средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- соблюдения работниками норм ОиБТ,
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Не допускается выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям настоящего стандарта.

Работник обязан немедленно докладывать непосредственному, а в его отсутствие - вышестоящему руководителю о любом несчастном случае, происшедшем на производстве, о признаках профессионального заболевания, а также о ситуации, которая создает угрозу жизни и здоровью людей.

При несчастном случае на соответствующем рабочем месте должны быть сохранены обстановка и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью персонала и не приведет к повреждению оборудования ГЭС.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников ГЭС в соответствии с положениями раздела 13 настоящего стандарта незамедлительно должна быть оказана первая помощь.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Каждый несчастный случай должен расследоваться и учитываться в соответствии с положениями о расследовании и учете несчастных случаев.

Руководители и специалисты, не обеспечивающие выполнение требований настоящего стандарта, не принявшие должных мер для предотвращения несчастных случаев или повреждения здоровья, связанных с исполнением работником трудовых обязанностей, должны привлекаться к административной, дисциплинарной или уголовной ответственности согласно действующему законодательству.

Рабочие места ГЭС должны быть аттестованы на соответствие требованиям ОиБТ согласно действующему положению о порядке аттестации.

На Омолонской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

7.3 Пожарная безопасность.

НА основании ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность Омолонской ГЭС должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, на требуемом уровне.

Объекты, пожары на которых могут привести к массовому поражению людей, находящихся на этих объектах, и окружающей территории опасными и вредными производственными факторами (по ГОСТ 12.0.003), а также опасными факторами пожара и их вторичными проявлениями, должны иметь системы пожарной безопасности, обеспечивающие минимально возможную вероятность возникновения пожара. Конкретные значения минимально возможной вероятности возникновения пожара определяются проектировщиками и технологами при паспортизации этих объектов в установленном порядке.

Объекты, отнесенные к соответствующим категориям по пожарной опасности согласно нормам технологического проектирования для определения категорий помещений и зданий по пожарной и взрывопожарной опасности, должны иметь экономически эффективные системы пожарной безопасности.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Оголонского ГУ

7.4.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Омолонского 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.

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.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Омолон в нижнем бьефе Омолонского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

7.4.2 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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

Санитарно- технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

7.4.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³ (526968 м³)

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)

ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{526968 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 23714 \text{ т}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N- количество арматуры, т (2371 т)

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)

ρ- удельный вес арматуры, т/м³ (ρ =2,0 т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{2371 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 47,4 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 23714 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 47,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Омолонского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

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.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Омолон от сбросов Омолонской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Омолонской 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 водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Технико-экономические показатели

8.1 Производство 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.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	86,5	208	208	208	208
Число часов использования установленной мощности	Часы	6740	6740	6740	6740	6740
Выработка электроэнергии	МВт·ч	58269,5	1339847	1339847	1339847	1339847
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	2916,35	6999,2	6999,2	6999,2	6999,2
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	580353	1392848	1392848	1392848	1392848
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1381	1416	1449	1481	1506
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	801,5	1972,3	2018,2	2062,8	2097,6
НДС к выручке	млн.руб.	133,6	328,7	336,4	343,8	349,6

Полученные данные показывают, что при неизменном объеме продаж электроэнергии в первые годы работы наблюдается рост выручки от реализации электроэнергии. Это обусловлено ростом 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 ОАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- 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	21,07
Прочие	274,0	23,70
Итого по ГЭС		45,78

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	Более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38.руб/Мвт	11,71
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт·ч	0,82
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт·ч	0,24
Итого		12,77

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки 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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	867,45	130,9	146,6	146,6	146,6
Расходы на страхование, млн.руб.	16,3	77,9	87,3	87,3	87,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	45,8	109,9	109,9	109,9	109,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,0	7,2	8,0	7,8	7,7
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	12,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Налог на воду, млн.руб.	2,9	8,6	8,6	8,6	8,6
Итого, млн.руб.	946,2	365,1	391,0	390,9	390,8

По полученным данным видно, что основные затраты приходятся на амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Так же они показывают, что в текущих затратах в первые годы эксплуатации сначала видится резкий скачек вниз, следом рост, а потом остаются практически неизменными, что приводит к увеличению прибыльности проекта.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

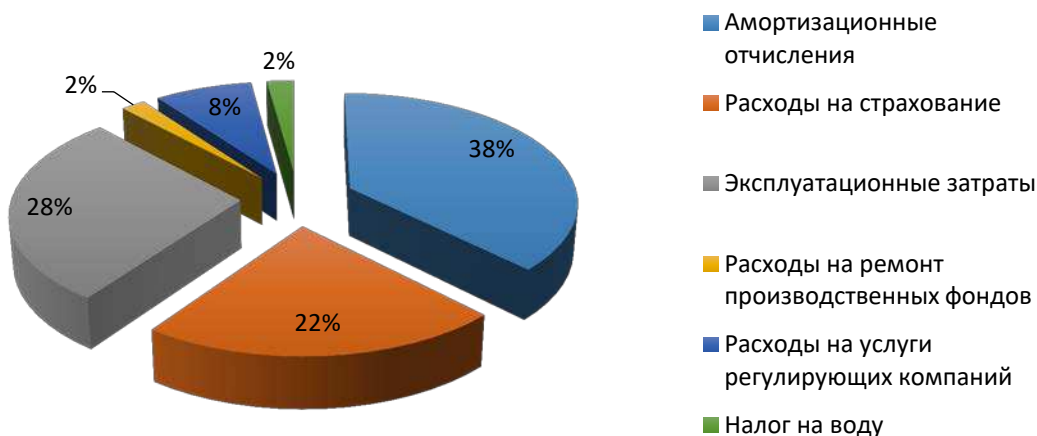


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 8.1.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (38%), следом идут эксплуатационные затраты (28%) и расходы на страхование (22%).

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 приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	388,6	393,5	398,7	404,2	410,1
НДС, млн.руб.	428,8	474,0	478,0	482,2	486,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Налог на имущество, млн.руб.	185,6	182,4	179,2	176,0	172,7
Итого, млн.руб.	1013,5	1060,5	1066,4	1073,0	1079,9

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией 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				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	2183,0	2235,2	2286,0	2326,1	2350,6
Текущие расходы, млн.руб.	365,1	391,0	390,9	390,7	390,6
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1817,8	1844,1	1895,1	1935,4	1960,0
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	329,9	363,1	373,9	382,7	388,6
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1461,1	1479,8	1523,0	1557,7	1579,8
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы видно, что величина прибыли растет вместе с увеличением выдаваемой мощности ГЭС. Для большей наглядности приведен рисунок 8.2.

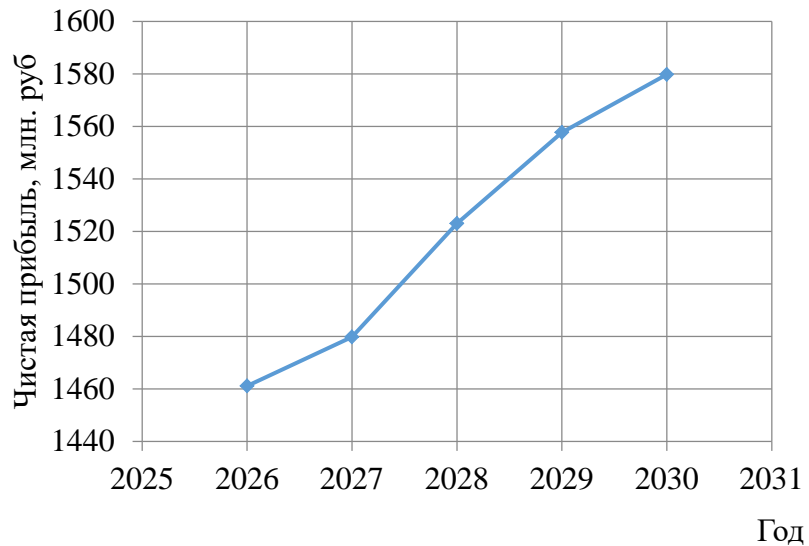


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.3.

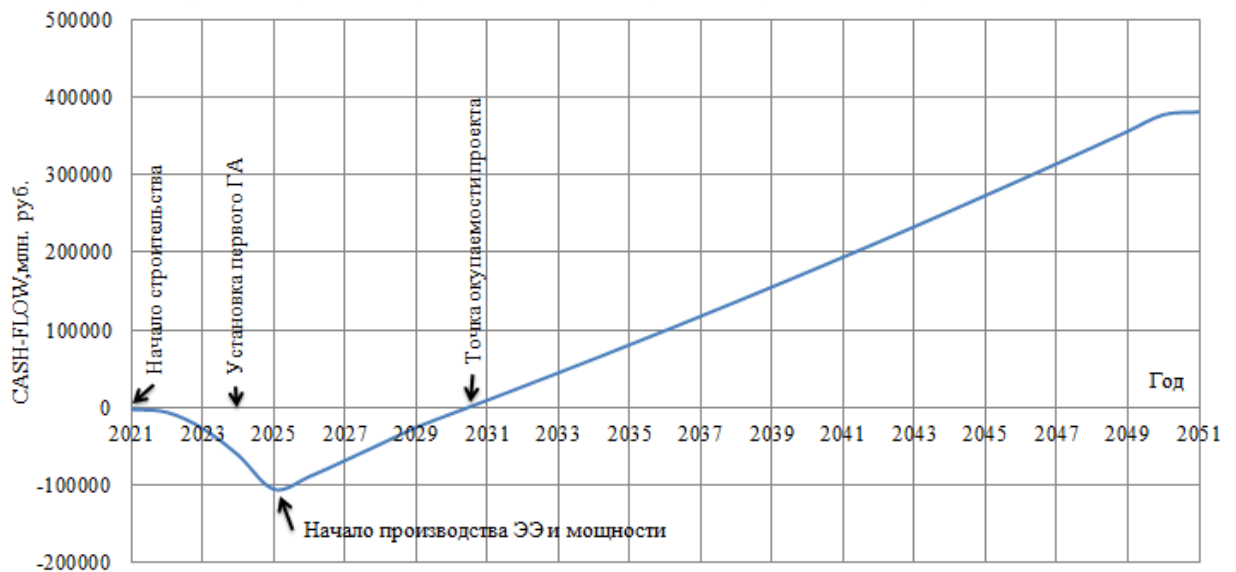


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из данного графика видно, что проект будет приносить убытки до ввода агрегатов в работу и начала производства электроэнергии и мощности. После доходы начинают покрывать затраты и приносить прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий заказчика, согласно ЕСУ.

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Омолонской 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 течении 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 «Омолонской ГЭС на реке Омолон»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	124
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2162,2
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,29
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,99
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб/Квт	57274,85

По данным таблицы видно, что проект окупится через 10,3 лет. Доход на конец расчетного периода составит почти 2,2 млрд. руб. полученная величина себестоимости – 0,22 руб./кВт*ч, ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

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 региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.Рублей	8,7	8,7	15,7	350,4	382,3
В региональный бюджет, млн.Рублей	7,3	12,3	25,4	141,6	195,3
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	16,0	21,1	41,1	492,1	585,2

Строительство Омолонской ГЭС обеспечит постоянный приток денежных средств в федеральный и региональный бюджеты.

8.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;

б) Объем сбыта

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

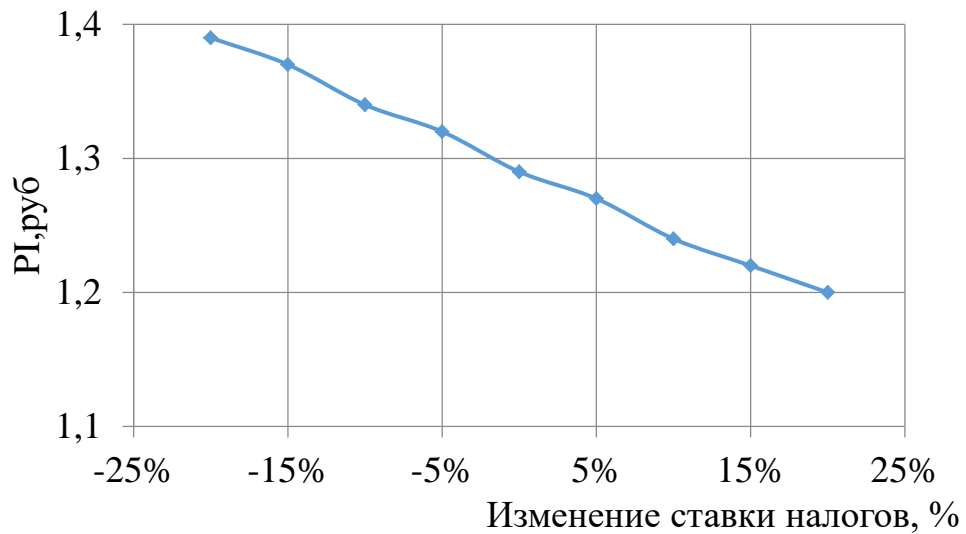


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка 8.4 видно, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

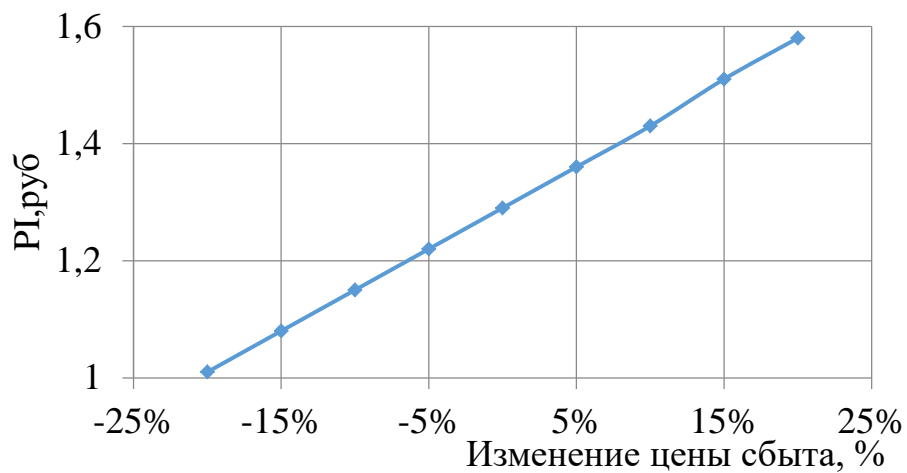


Рисунок 8.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из рисунка 8.5 видно, что увеличении цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

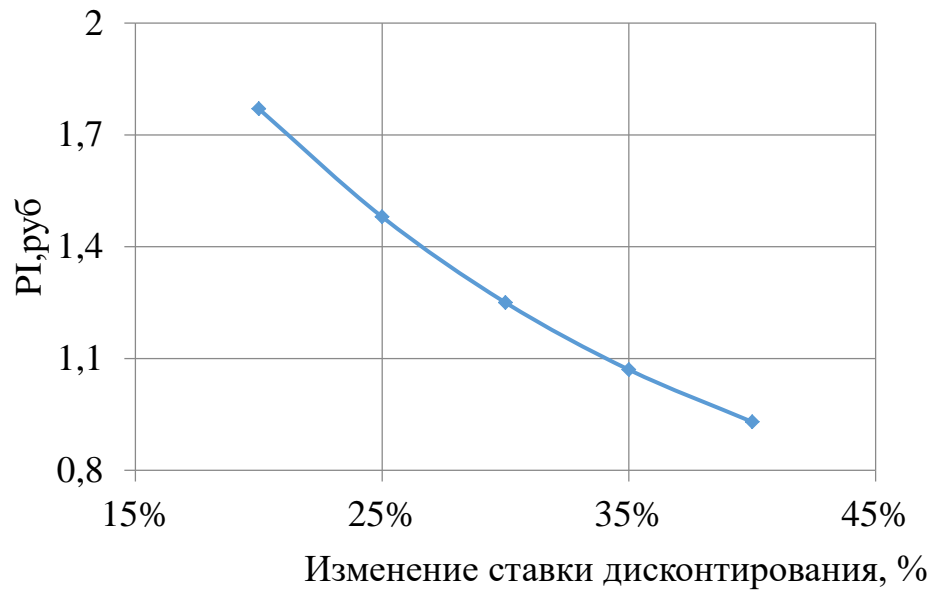


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из рисунка 8.6 видно, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

9 Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций

Под самозапуском понимают процесс автоматического восстановления нормального режима работы электродвигателей механизмов собственных нужд после кратковременного нарушения электроснабжения, вызванного исчезновением или глубоким снижением питающего напряжения. Кратковременный перерыв питания электродвигателей наблюдается при отключении рабочего питания и переходе на резервный источник. Кратковременное глубокое понижение напряжения возникает при близких кЗ к системе собственных нужд электростанции.

Самозапуск может происходить:

- после кратковременного глубокого снижения напряжения, вследствие близкого короткого замыкания (КЗ), отключаемого релейной защитой.

При этом в самозапуске будут одновременно участвовать те двигатели, у которых напряжение снизилось до значения, вызвавшего снижение угловой скорости. Двигатели все время остаются подключенными к источникам питания;

- после кратковременного перерыва электроснабжения при срабатывании устройств автоматического ввода резерва (АВР) или автоматического повторного включения (АПВ).

Здесь в самозапуске участвуют одновременно все двигатели, которые при исчезновении напряжения отключались от источников, питания и были вновь подключены к ним после действия автоматики.

При подаче напряжения питания осуществляется режим собственно самозапуска электродвигателей, когда частота вращения возрастает, самозапуск будет успешным, если агрегаты собственных нужд, участвующие в этом режиме, развернутся до рабочей частоты вращения за допустимое время.

Успешность самозапуска зависит от времени перерыва питания, параметров питающей сети, суммарной мощности не отключенных электродвигателей и их загрузки, механических характеристик механизмов и других факторов.

9.1 Применение самозапуска электродвигателей

Самозапуск асинхронных и синхронных электродвигателей начал применяться на тепловых электростанциях и в настоящее время используется для всех основных механизмов собственных нужд электростанций различного типа. В последние годы он получил широкое распространение во многих отраслях промышленности, особенно со сложными непрерывными технологическими процессами.

В процессе самозапуска участвуют ответственные механизмы, отключение которых может привести к нарушению работы основного

оборудования электростанции или нарушению технологического процесса на предприятии, что в свою очередь может привести к недоотпуску электроэнергии, выходу из строя основного и вспомогательного оборудования.

В некоторых случаях самозапуск может быть запрещен по условиям техники безопасности или технологии производства. Например, самозапуск может оказаться недопустимым для компрессорных установок, работающих с взрывоопасными агентами. Нецелесообразен самозапуск крановых механизмов и т. д. В тех случаях, когда самозапуск не только бесполезен, но и опасен для персонала, могут применяться специальные устройства для его запрета.

Короткие замыкания в электросетях и приемниках, а также другие повреждения, приводящие к срабатыванию устройств АПВ и АВР, сопровождаются кратковременным большим снижением или полным исчезновением напряжения на сборных шинах РУ и во всей подключенной к ним сети в течение 0,2...5 с. После этого напряжение восстанавливается благодаря возобновлению питания от прежнего (при АПВ) или резервного (при АВР) источника.

9.2 Основные причины нарушения электроснабжения

Основные причины, вызывающие кратковременное нарушение электроснабжения системы собственных нужд и последующий самозапуск электродвигателей, следующие:

1. Отключение рабочего трансформатора или питающей линии при повреждении на секциях собственных нужд или при совпадении короткого замыкания на присоединении с отказом соответствующего выключателя;
2. Автоматическое отключение блока при повреждениях турбины, генератора, трансформатора блока или трансформатора собственных нужд;
3. Понижения напряжения на секциях собственных нужд, приводящие к АВР действием защиты номинального напряжения;
4. Ошибочные или самопроизвольные отключения основного оборудования и оборудования собственных нужд электростанции.

При кратковременных нарушениях электроснабжения системы собственных нужд режим самозапуска обеспечивает устойчивую работу технологического оборудования электростанции и обычно не вносит ограничений по нагрузке генератора. В процессе самозапуска, в особенности затяжного, наибольшую опасность представляют следующие отклонения технологических параметров от нормируемых значений:

1. Уменьшение расхода питательной воды и уровня воды в барабане котла; снижение напора питательных и конденсатных насосов;
2. Уменьшение расхода циркуляционной воды через конденсаторы турбин; падение давления жидкости в системе регулирования и смазки турбины и давления масла в системе смазки генератора и агрегатов собственных нужд;

3. Снижение разрежения в топке котла и производительности питателей пыли.

На атомных электростанциях наибольшую опасность представляет уменьшение расхода теплоносителя через активную зону.

Действенным средством повышения надежности работы оборудования собственных нужд в режиме самозапуска электродвигателей является уменьшение перерыва в питании, обеспечиваемое рациональными уставками релейной защиты и системной автоматики. Перерыв в питании при отключении рабочего и включении действием АВР резервного источника питания собственных нужд, а также при отключении повреждений на присоединениях собственных нужд на современных электростанциях допускается не большим следующих значений:

- 0,7 с при отключении рабочего источника питания действием быстродействующих защит или при ошибочном отключении его персоналом;
- 1,5 с при отключении рабочего источника питания действием его максимальной токовой защиты;
- 3,5 с при отключении выключателя рабочего источника питания действием защиты минимального напряжения.

Более длительные перерывы в питании могут допускаться в случае, если возможность самозапуска электродвигателей подтверждена расчетом и результатами испытаний.

9.3 Характеристика процессов при самозапуске двигателей

Допустимое время самозапуска электродвигателей для станций среднего давления с поперечными связями по воде и пару составляет 30 – 35 с и определяется условиями нагрева двигателей. Для блоков высокого и сверхкритического давления допустимое время самозапуска уменьшается до 10 – 12 с и определяется сохранением технологического процесса котла при прекращении подачи питательной воды. Еще меньше допустимое время самозапуска (до 1 – 2 с) для атомных электростанций, в особенности оборудованных главными циркуляционными насосами с малыми вращающимися массами, где даже при кратковременном прекращении циркуляции теплоносителя через активную зону реактор отключается аварийной защитой.

Длительность самозапуска зависит от времени перерыва питания (паузы), параметров питающих трансформаторов, реакторов, шин и кабельных линий, мощности участвующих в самозапуске электродвигателей, механических характеристик механизмов, типа регуляторов возбуждения.

В процессе самозапуска происходят изменения токов, напряжения и частоты вращения двигателей. На рисунке 9.1 показаны диаграммы изменения напряжения, тока, частоты вращения двигателей при их переводе на резервное питание. После отключения рабочего источника питания в момент времени t ,

напряжение на выводах двигателей становится равным нулю, и начинается торможение. В момент времени $2t$ включается резервный источник питания. На выводах двигателей вновь появляется напряжение, и они начинают разгоняться. Таким образом, весь процесс самозапуска можно разделить на четыре этапа.

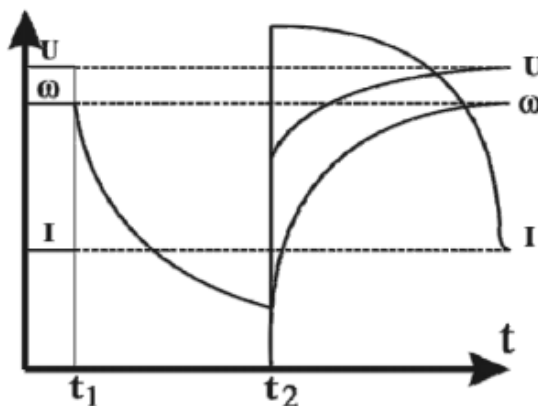


Рисунок 9.1 – Диаграмма токов, напряжения и частоты вращения двигателя при действии АВР

9.4 Этапы самозапуска

Первый этап – выбег агрегатов, который зависит от причины нарушения электроснабжения и может быть *индивидуальным*, когда выбегающие двигатели не оказывают заметного влияния друг на друга, и *групповым*, когда взаимное влияние двигателей значительно.

Индивидуальный выбег происходит при отключении одиночного двигателя. Кроме того, можно считать индивидуальным выбег группы двигателей при отключении питания, если они однотипны и одинаково загружены; при КЗ. на смежных элементах сети, а также в случае, если электрическая цепь между рассматриваемым и другими двигателями содержит реактор или трансформатор. Во всех этих случаях отсутствует или является незначительным обмен электромагнитной мощностью между двигателями, т.е. последние не оказывают существенного влияния друг на друга.

Величина остаточной частоты вращения в любой момент времени после отключения питания определяется моментом инерции агрегата и коэффициентом загрузки двигателя (k_3 - это момент сопротивления механизма при номинальной частоте вращения, выраженный в долях номинального момента двигателя), а также видом механической характеристики приводимого механизма.

Групповой выбег происходит при одновременном отключении группы разнотипных или неодинаково загруженных двигателей, питающихся от одной секции шин источника питания промышленного предприятия. В этом случае происходит обмен электромагнитной мощностью между двигателями, в

результате чего характеристики группового выбега отличаются от характеристик выбега индивидуального.

Групповой, выбег синхронных и асинхронных двигателей на значительном интервале времени является синхронным (до тех пор, пока напряжение на выводах не снизится до величины $0,25-0,4U_n$). Если в выбеге одновременно участвуют синхронные и асинхронные двигатели, то возникает генераторный момент от токов возбуждения. Однако величина этого момента значительно меньше, чем при КЗ.

За счет взаимного обмена электромагнитной мощностью двигателя с меньшими моментами инерции выбегают в двигательном режиме, т.е. медленнее, чем при индивидуальном выбеге; а двигатели с большими моментами инерции выбегают в генераторном режиме, т.е. быстрее. Скорости выбега разнородных двигателей выравниваются, что и обуславливает их синхронный выбег.

Второй этап – оценка возможности самозапуска, которая сводится к сравнению развиваемого двигателем электромагнитного момента ($M_{эсэ}$) с механическим моментом сопротивления ($M_{ссы}$) при восстановлении электроснабжения. При этом электромагнитный момент должен превышать механический момент сопротивления: $M_{эсэ} \geq 1,1M_{ссы}$. Одновременно на этом этапе расчета необходимо обеспечить допустимое снижение напряжения на шинах нагрузки, обычно $U_{доп} \geq 0,7 U_{ном}$.

Третий этап – разгон и восстановление рабочего режима. После восстановления питания начинается разгон двигателя. На этом этапе самозапуск отличается от пуска наличием следующих особенностей:

1. В самозапуске участвует группа электродвигателей, что увеличивает токи в питающих элементах, приводит к снижению напряжения на зажимах двигателей и уменьшению их вращающего электромагнитного момента;

2. В момент восстановления питания двигателей часть двигателей или все двигатели вращаются с остаточной скоростью. Так как в момент появления напряжения двигатель имеет остаточную эдс происходит его несинхронное включение. Максимальное значение периодической составляющей тока включения будет иметь место, если напряжение питающей сети и эдс двигателя находятся в противофазе. В некоторых случаях токи самозапуска могут превышать значения пусковых токов. Это возможно, например, при быстром АПВ или АВР, когда эдс двигателей, временно отключенных от питающей системы не успеют значительно снизиться. При этом токи самозапуска мощных асинхронных двигателей иногда на несколько десятков процентов, а синхронных более чем в два раза, превышают пусковые. Возникающие при этом динамические усилия могут вызывать недопустимую деформацию обмоток, а моменты вращения, передающиеся по валу двигателя, в ряде случаев представляют опасность для целостности последнего.

3. Самозапуск происходит, как правило, при нагруженных механизмах, что приводит к увеличению времени разгона и повышению температуры обмоток.

По мере разгона ток двигателя снижается, а напряжение на его выводах повышается. Такой характер зависимости обусловлен тем, что сопротивление двигателя изменяется в зависимости от частоты вращения.

Анализ возможности самозапуска и расчет разгона двигателей при самозапуске проводят с помощью характеристик электромагнитного момента, соответствующих установившимся режимам.

Самозапуск можно считать обеспеченным, если при пониженном напряжении избыточный момент двигателя достаточен для доведения механизма до номинальной угловой скорости и если за время разгона температура нагрева обмоток не превысит допустимого значения. С этой точки зрения время перерыва электроснабжения должно быть как можно меньшим.

Четвертый этап - расчет нагрева электродвигателей, который производится совместно с третьим этапом и сводится к вычислению теплового импульса без учета передачи тепла в окружающую среду.

9.5 Разновидности самозапуска

Для синхронного двигателя различают следующие разновидности самозапуска с нагруженным механизмом:

1. С глухим подключением возбuditеля с форсировкой или без форсировки возбуждения;

2. С глухим подключением коллекторного электромашинного возбuditеля с введением в начале выбега в цепь возбуждения возбuditеля сопротивления для гашения поля и снижения тока включения, с последующим шунтированием этого сопротивления в начале разгона;

3. С введением на время разгона разрядного сопротивления, шунтируемого после достижения подсинхронной частоты вращения;

4. С реверсированием тиристорного возбuditеля в начале выбега с целью ускорения гашения поля и снижения тока включения с последующей форсировкой возбуждения.

Самозапуск с временной разгрузкой механизма применяется лишь в крайнем случае и только по схеме с введением разрядного сопротивления. На насосных и компрессорных станциях применяют автоматическое повторное включение двигателя после его отключения устройствами защиты минимального напряжения. Практически это означает, что групповой самозапуск заменяется автоматическим пуском каждого двигателя или небольших их групп в заданном порядке по команде устройства АПВ.

9.6 Расчет самозапуска электродвигателей собственных нужд упрощенным способом

Практически все асинхронные двигатели, выпускаемые промышленностью, допускают возможность, как минимум, одного самозапуска без превышения температуры обмоток сверх допустимой.

Поэтому обычно при расчётах самозапуска асинхронных двигателей тепловых расчётов производить не требуется. В общем случае определение возможности самозапуска асинхронного двигателя складывается из следующей последовательности расчетов:

1. Определяется снижение скорости (увеличение скольжения) за время перерыва электроснабжения и скольжение в момент восстановления напряжения;
2. Определяется напряжение на зажимах двигателя в момент восстановления электроснабжения;
3. Рассчитывается вращающий момент двигателя для полученного выше напряжения;
4. Момент сопротивления механизма определяется по его характеристике, которая должна быть задана;

Иногда для определения возможности самозапуска производят упрощённый расчёт. Достаточно получить значение напряжения на зажимах электродвигателя и проверить условие $U_{сз} \geq 0,55U_{ном. д.}$

Для определения напряжения на двигателях при их самозапуске, необходимо знать параметры двигателей и питающих трансформаторов (реакторов), т.е. их мощности и индуктивные сопротивления.

Сопротивление трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_K \% \cdot U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{ном}}, \quad (9.1)$$

где $U_K \%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора;

$I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора.

Суммарное сопротивление электродвигателя:

$$Z_D = \frac{0,2 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} I_{\Sigma ном}}, \quad (9.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение электродвигателей;

$I_{\Sigma ном}$ – сумма пусковых токов самозапускающихся электродвигателей.

Напряжение на зажимах электродвигателя в начальный момент самозапуска составит:

$$U_{сз} = \frac{Z_d \cdot U_c}{\Sigma Z}, \quad (9.3)$$

где $U_c = 1,05U_{ном,д}$ – напряжение источника питания.
Ток самозапуска:

$$I_{сз} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \Sigma Z}, \quad (9.4)$$

9.7 Выводы

Самозапуск электродвигателей позволяет наиболее полно использовать средства автоматизации систем электроснабжения. Если повреждение, вызвавшее прекращение питания или глубокое снижение напряжения, быстро ликвидировано действием релейной защиты и устройств автоматики, то при обеспеченном самозапуске это не является аварией или браком в работе системы электроснабжения. Ущерб практически не возникает. Если же самозапуск не обеспечен, двигатели останавливаются, и хотя устройства автоматики сработали, ущерб может быть значительным, особенно при расстройстве сложного технологического цикла.

Обоснованное применение самозапуска в сочетании со средствами автоматики всегда приводит к повышению надежности электроснабжения и уменьшению простоев механизмов. В некоторых случаях, кроме того, обеспечивается снижение эксплуатационных расходов (за счет уменьшения персонала, снижения потерь электроэнергии и др.) и капитальных затрат. Обеспечение самозапуска требует комплексного решения вопросов, связанных с работой электродвигателя и его системы управления, электрической сети, а также самого приводимого механизма. Во всех случаях осуществление самозапуска должно быть обоснованным. Его следует применять только для тех механизмов, для которых он действительно необходим. Главная задача самозапуска – сохранить работоспособность технологической линии или агрегата при кратковременном нарушении электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на реке Омолон были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Омолонского гидроузла, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного 1% ($Q_{1\%}=5773\text{м}^3/\text{с}$) и поверочного 0,1% ($Q_{0,1\%}=7524\text{м}^3/\text{с}$) случаев.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 208 МВт и среднемноголетняя выработка 1402,56 млн. кВт·ч.

Так же было построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности, из которого определен диапазон изменения напора и расхода: $H_{\max} = 49,94\text{м}$; $H_p = 42,9\text{м}$; $H_{\min} = 40,5\text{м}$; $Q_{\text{ГЭС}}^{\min} = 125\text{м}^3/\text{с}$; $Q_{\text{ГЭС}}^{\max} = 550\text{м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин был определен оптимальный вариант с двумя гидротурбинами ПЛ ПЛ50-В-630. Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об./мин. по справочным данным был подобран серийный генератор СВ-1130/140-48 с номинальной активной мощностью 117,7 МВт.

Для проектируемой Омолонской ГЭС была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками на напряжении и принята схема распределительного устройства КРУЭ 220 кВ – «две рабочие системы шин». По справочным данным было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- Блочные трансформаторы ТДЦ-250000/220-У1;
- Трансформаторы собственных нужд ТС-2500/10,5;
- Для ВЛЭП сталеалюминовые провода марки АС-300/48.

В качестве генераторного выключателя принят элегазовый аппаратный комплекс КАГ-20 производства компании ОАО «Электроаппарат», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

Также был рассмотрен и рассчитан обязательный перечень устройств микропроцессорных электрических защит генератора. По результатам определены уставки и построены характеристики срабатывания. Были выбраны микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики ООО НПП «ЭКРА».

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Плотина расположена на скальном основании и имеет следующие параметры:

- Количество водосливных пролетов – 4, шириной 13м;
- Отметка гребня водослива $\nabla_{ГВ} = 451,00\text{ м}$;
- Отметка гребня быка $\nabla_{ГБ} = 473,4\text{ м}$;
- Ширина подошвы плотины по основанию – 45м;

- В качестве гасителя энергии потока была рассчитана водобойная стенка.

Плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а так же наличие сжимающих напряжений не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины). Спроектированное гидротехническое сооружение отвечает требованиям устойчивости (сопротивление сдвигу).

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

На основании технико-экономических расчетов получены следующие показатели:

- Удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,22 руб/Квт·ч;
- Удельные капиталовложения – 57274,85 руб./кВт;
- Срок окупаемости – 124 мес.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГЭС – гидроэлектростанция;
ГУ – гидроузел;
НПУ – нормальный подпорный уровень;
УМО – уровень мертвого объема;
НБ – нижний бьеф;
ВБ – верхний бьеф;
КПД – коэффициент полезного действия;
ВХК – водохозяйственная система;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ИКН – интегральная кривая нагрузки;
ВЭР – водно-энергетический расчет;
МНУ – маслonaпорная установка;
ГГ – гидрoгенератор;
ВГ – вспомогательный генератор;
ХХ – холостой ход;
СН – собственные нужды;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
РУ – распределительное устройство;
ВЛ – воздушная линия;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
ЛЭП – линия электропередач;
ТТ – трансформатор тока;
ТН – трансформатор напряжения;
ОПН – ограничитель перенапряжений;
КЗ – короткое замыкание;
МШВ – межшинный выключатель;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
ГТС – гидротехническое сооружение;
УНБ – уровень нижнего бьефа;
ЕСУ – Единые сценарные устройства;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АВР – автоматический ввод резерва;
ЭД – электродвигатель.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология: метод. указания к практическим занятиям для студентов / сост.: К.Ю.Мосин. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 52 с.
2. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС – А.Ю Александровский, Е.Ю Затеева, Б.И. Синаев. СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2018. 176 с.
3. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие / сост. Е.Ю. Затеева, А.А. Дворцова. – Саяногорск; Черёмушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2019. – 68 с.: ил.
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 366с.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Брызгалов, В. И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
7. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.06.2008. – М : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 49 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012:Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 01.01.2012. – М : ОАО «РусГидро», 2012. – 288 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков, Издательство «Энергия» 1978. 599 с.
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Москва, Энергоатомиздат 1986. - 648 с.
13. 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; Черемухи: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
14. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам. М.: Энергия, 1974. 312 с.

15. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М. : Минрегион России, 2012. – 85 с.
16. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ.01.01.2013. – М : Минрегион России, 2013. 38 с.
17. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. Москва-Ленинград, Госэнергоиздат, 1961. – 68 стр.
18. Эрнст А.Д. Самозапуск асинхронных электродвигателей: Учеб. пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. 46 с.
19. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001-64с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчеты

Таблица А.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Q _{Годь} , м ³ /с	Годы	Q _{Полов} , м ³ /с	Годы	Q _{Межен} , м ³ /с	Годы
1	2	1954	934	1954	2188	1957	69
2	4	1947	838	1947	1969	1994	67
3	6	1984	836	1984	1967	1958	60
4	8	1991	826	1991	1932	1995	59
5	10	1992	771	1992	1775	1955	57
6	12	1955	770	1955	1768	1969	55
7	14	1957	768	1957	1748	1992	55
8	16	1994	767	1994	1746	1973	51
9	18	1949	726	1986	1694	1956	47
10	20	1986	725	1949	1677	1979	45
11	22	1973	711	1974	1641	1993	45
12	24	1974	700	1973	1635	1963	44
13	25	1959	698	1981	1622	1950	42
14	27	1981	695	1959	1579	1952	42
15	29	1951	679	1951	1577	1987	42
16	31	1988	675	1988	1571	1971	41
17	33	1976	669	1976	1551	1980	40
18	35	1956	653	1993	1499	1975	40
19	37	1993	650	1956	1481	1989	40
20	39	1953	636	1953	1476	1972	39
21	41	1961	620	1961	1438	1954	38
22	43	1990	613	1990	1423	1976	38
23	45	1969	595	1969	1351	1960	37
24	47	1958	581	1960	1329	1951	37
25	49	1995	579	1968	1328	1991	37
26	51	1960	576	1958	1309	1953	36
27	53	1968	573	1995	1307	1965	36
28	55	1971	560	1971	1288	1967	36
29	57	1975	557	1975	1281	1961	35
30	59	1965	548	1965	1265	1988	35
31	61	1964	545	1964	1260	1949	35
32	63	1967	538	1967	1241	1968	34
33	65	1985	516	1985	1196	1990	34
34	67	1948	515	1948	1193	1964	34
35	69	1980	509	1980	1166	1986	33
36	71	1972	500	1972	1147	1981	32
38	75	1978	493	1963	1125	1948	31
39	76	1966	465	1966	1083	1946	30
40	78	1950	446	1983	1020	1947	30
41	80	1952	441	1950	1012	1985	30

Продолжение приложения А
Окончание таблицы А.1

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы
42	82	1983	441	1946	1008	1983	28
43	84	1989	439	1952	1001	1984	28
44	86	1946	438	1989	999	1974	27
45	88	1987	397	1987	895	1959	25
46	90	1962	382	1962	889	1966	24
47	92	1977	377	1977	871	1977	24
48	94	1970	367	1970	853	1970	20
49	96	1979	333	1982	764	1962	20
50	98	1982	328	1979	735	1982	16

Таблица А.2 – Гарантированная мощность в первом приближении, работа по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{пол} , м ³ /с	2	1	1	1	104 8	114 2	100 9	735	449	75	15	2
Z _{вб} , м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Z _{нб} , м	413	413	413	413	422	422	421	420	417	413	413	413
H, м	51	51	51	51	42	42	42	44	46	50	51	51
N _{гар} , МВт	0,9	0,5	0,7	1	392	422	379	287	184	33	7	1

Таблица А.3 – Гарантированная мощность в первом приближении, работа по ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q _{ВХК} , м ³ /с	250	250	250	250	250	350	350	250	250	250	250	250
Z _{вб} , м	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Z _{нб} , м	413	413	413	413	422	422	421	420	417	413	413	413
H, м	48	48	48	48	48	47	47	48	48	48	48	48
N _{гар} , МВт	107	107	107	107	107	146	146	107	107	107	107	107

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

Т, мес	Q _{ср} , м ³ /с	Q _{исп} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{лед} , м ³ /с	Q _{шлюз} , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вод} , м ³ /с	Q _{х.Сб} , м ³ /с	Q _{вхк} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	V _{нач} , км ³	Δ V, км ³	V _{кон} , км ³	Z _{нач} , м	Z _{кон} , м	Z _{ср} , м	Z _{нб} , м	H, м	N, МВт	N _{гар} , МВт
10	87	1	4	7	0	75	175	0	250	254	250	33,10	0,45	32,65	465	464,73	464,86	417,72	46,62	103	103
11	26,4	0	4	7	0	15	407	0	250	426	422	32,65	1,05	31,59	464,73	463,99	464,36	419,99	43,85	163	163
12	10,2	0	3	5	0	2	500	0	250	505	502	31,59	1,30	30,30	463,99	463,05	463,52	420,85	42,15	186	186
1	8,1	0	3	3	0	2	513	0	250	518	515	30,30	1,33	28,97	463,05	462,02	462,53	420,98	41,03	186	186
2	4,1	0	1	2	0	1	455	0	250	457	456	28,97	1,18	27,79	462,02	461,06	461,54	420,34	40,68	163	163
3	3,5	0	1	1	0	1	278	0	250	280	279	27,79	0,72	27,07	461,06	460,46	460,76	418,10	42,14	103	103
4	2,3	0	1	0	0	1	348	0	350	350	349	27,07	0,90	26,16	460,46	459,67	460,07	417,03	42,51	131	
5	1054	11	4	-9	0	1048	-702	0	350	350	346	26,16	-1,82	27,98	459,67	461,23	460,45	417,03	42,90	131	
6	1153	12	4	-16	11	1142	-807	0	350	350	335	27,98	-2,09	30,08	461,23	462,88	462,05	417,03	44,50	131	
7	1035	10	4	0	12	1009	-675	0	350	350	334	30,08	-1,75	31,82	462,88	464,16	463,52	417,03	45,96	135	
8	746	7	4	0	0	735	-389	0	350	350	346	31,82	-1,01	32,83	464,16	464,86	464,51	417,03	46,95	143	
9	458	5	4	0	0	449	-103	0	350	350	346	32,83	-0,27	33,10	464,86	465,0	464,95	417,03	47,39	144	

Продолжение приложения А

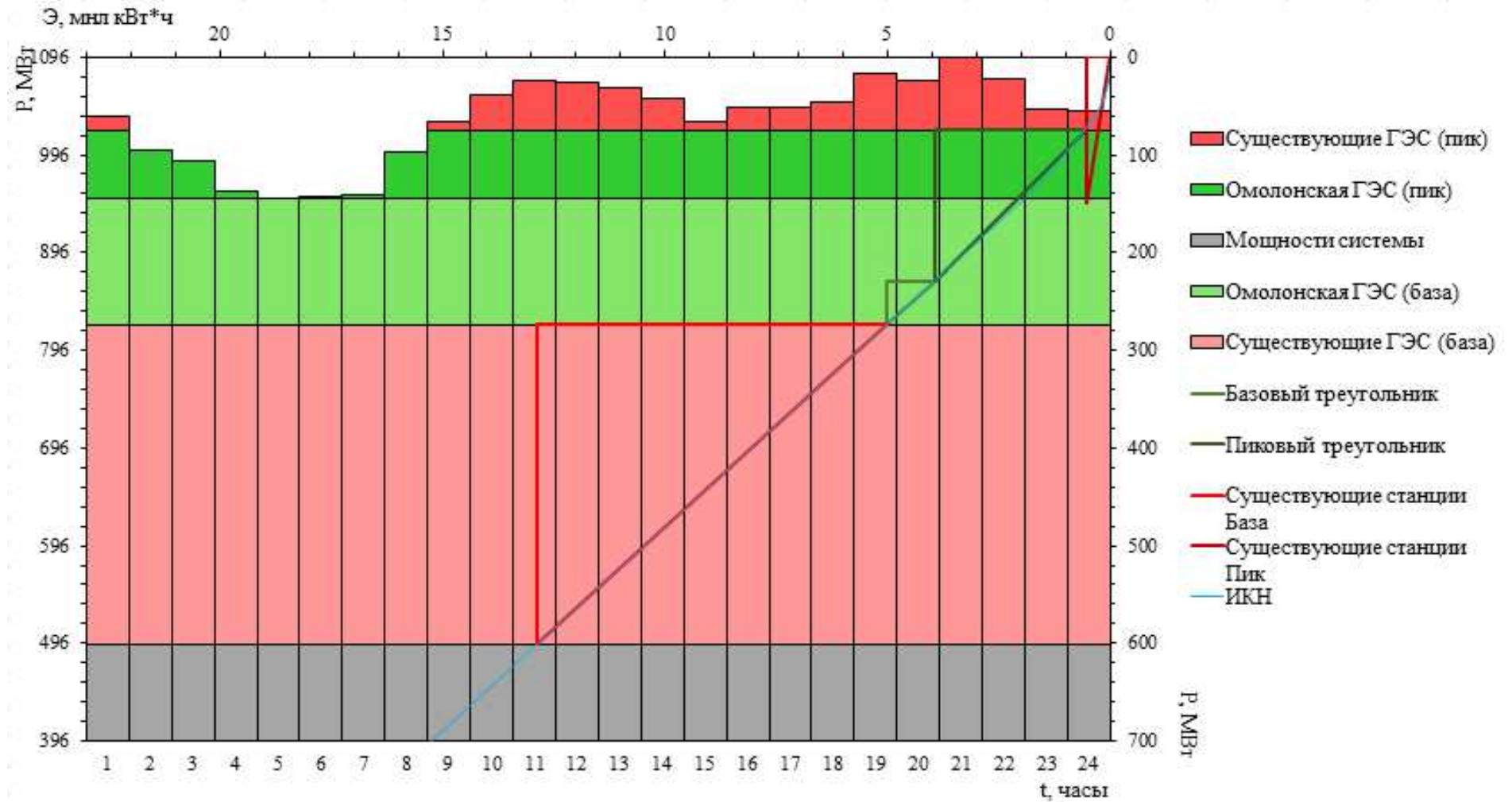


Рисунок А.1- Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Баланс мощности

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Навар, МВт	Нрем, МВт
1	1089	109	33	495	24	-	199	9	-	395	-	109	-
2	1037	104	33	470	24	-	171	9	-	396	-	104	-
3	948	95	33	445	27	-	103	6	-	400	-	95	-
4	844	84	33	415	25	-	138	8	-	291	-	84	-
5	755	76	33	398	25	-	134	8	-	223	-	76	-
6	703	70	33	413	25	-	135	8	-	155	-	70	33
7	703	70	33	413	25	-	135	8	-	155	-	70	33
8	754	75	33	398	25	-	134	8	-	222	-	75	-
9	844	84	33	415	25	83	138	8	33	291	-	84	-
10	947	95	33	445	27	-	103	6	-	399	-	95	-
11	1037	104	33	470	24	-	171	9	-	396	-	104	-
12	1089	109	33	495	24	-	199	9	-	395	-	109	-

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году (Работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Месяц	$Q_{50\%},$ $м^3/с$	$Q_{исп},$ $м^3/с$	$Q_{ф},$ $м^3/с$	$Q_{лед},$ $м^3/с$	$Q_{щюз},$ $м^3/с$	$Q_{пол},$ $м^3/с$	$Q_{вод},$ $м^3/с$	$Q_{х.сб},$ $м^3/с$	$Q_{ввк},$ $м^3/с$	$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Q_{гэс},$ $м^3/с$	$V_{нач},$ $км^3$	$\Delta V,$ $км^3$	$V_{кон},$ $км^3$	$Z_{нач},$ М	$Z_{кон},$ М	$Z_{ср},$ М	$Z_{нб},$ М	Н, М	N, МВт	$N_{гар},$ МВт	Эгэс, млн. кВт · ч
10	130	1	4	7	0	118	145	0	250	263	267	33,10	0,38	32,72	465,00	464,78	464,89	417,91	46,98	106	103	76,32
11	81,4	0	4	7	0	70	365	0	250	435	439	32,72	0,95	31,78	464,78	464,13	464,45	420,14	44,31	166	163	119,52
12	24,4	0	3	5	0	16	500	0	250	516	519	31,78	1,30	30,48	464,13	463,18	463,65	420,99	42,66	189	186	136,08
1	10,2	0	3	3	0	4	525	0	250	529	532	30,48	1,36	29,12	463,18	462,14	462,66	421,12	41,54	189	186	136,08
2	6,1	0	1	2	0	3	465	0	250	468	469	29,12	1,21	27,92	462,14	461,17	461,66	420,47	41,19	166	163	119,52
3	4,1	0	1	1	0	2	290	0	250	292	293	27,92	0,75	27,16	461,17	460,54	460,85	418,29	42,56	107	103	77,04
4	2,4	0	1	0	0	1	390	0	350	391	392	27,16	1,01	26,15	460,54	459,67	460,1	417,44	42,66	144		103,68
5	1054	11	4	-9	11	1037	-702	0	350	335	350	26,15	-1,82	27,97	459,67	461,22	460,44	417,03	43,41	125		90
6	2187	12	4	-16	12	2175	-1841	0	350	334	350	27,97	-4,77	32,74	461,22	464,80	463,01	417,03	45,98	132		95,04
7	1794	10	4	0	0	1780	-137	1045	350	598	1647	32,74	-0,36	33,10	464,80	465,0	464,92	424,48	40,44	208		149,76
8	1007	7	4	0	0	996	0	437	350	559	1000	33,10	0,00	33,10	465,0	465,0	465,0	421,75	43,29	208		149,76
9	605	5	4	0	0	596	0	68	350	528	600	33,10	0,00	33,10	465,0	465,0	465,0	419,19	45,85	208		149,76

$$Э_{год} = 1402,56 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году (Работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Месяц	$Q_{50\%},$ м ³ /с	$Q_{цсп},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{лед},$ м ³ /с	$Q_{шлюз},$ м ³ /с	$Q_{пол},$ м ³ /с	$Q_{вод},$ м ³ /с	$Q_{х.Сб},$ м ³ /с	$Q_{вхк},$ м ³ /с	$Q_{нб},$ м ³ /с	$Q_{гэс},$ м ³ /с	$V_{нач},$ км ³	$\Delta V,$ км ³	$V_{кон},$ км ³	$Z_{нач},$ м	$Z_{кон},$ м	$Z_{ср},$ м	$Z_{нб},$ м	Н, м	N, МВт	$N_{гар},$ МВт	Эгэс, млн. кВт · ч
10	130	1	4	7	0	118	175	0	250	293	297	33,10	0,45	32,65	465,00	464,73	464,86	418,35	46,51	117	103	84,24
11	81,4	0	4	7	0	70	410	0	250	480	484	32,65	1,06	31,58	464,73	463,99	464,36	420,63	43,73	181	163	130,32
12	24,4	0	3	5	0	16	495	0	250	511	514	31,58	1,28	30,30	463,99	463,05	463,52	420,94	42,58	187	186	134,64
1	10,2	0	3	3	0	4	515	0	250	519	522	30,30	1,33	28,97	463,05	462,02	462,53	421,02	41,51	185	186	133,2
2	6,1	0	1	2	0	3	455	0	250	458	459	28,97	1,18	27,79	462,02	461,06	461,54	420,36	41,18	162	163	116,64
3	4,1	0	1	1	0	2	265	0	250	267	268	27,79	0,69	27,10	461,06	460,48	460,77	417,93	42,84	98	103	70,56
4	2,4	0	1	0	0	1	364	0	250	365	366	27,10	0,94	26,16	460,48	459,67	460,08	417,19	42,89	135		97,2
5	1054	11	4	-9	11	1037	-702	0	250	335	350	26,16	-1,82	27,98	459,67	461,22	460,44	417,03	43,41	125		90
6	2187	12	4	-16	12	2175	-1841	0	350	334	350	27,98	-4,77	32,75	461,22	464,80	463,01	417,03	45,98	132		95,04
7	1794	10	4	0	0	1780	-136	1045	350	599	1648	32,75	-0,35	33,10	464,80	465,0	464,92	424,48	40,44	208		149,76
8	1007	7	4	0	0	996	0	437	250	559	1000	33,10	0,00	33,10	465,0	465,0	465,0	421,75	43,29	208		149,76
9	605	5	4	3	0	593	0	65	250	528	597	33,10	0,00	33,10	465,0	465,0	465,0	419,17	45,87	208		149,76

$$Э_{год} = 1401,12 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудования

Таблица Б.1 – Результаты расчетов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛ50-В

D _{1,м}	4,5	5	5,6	6	6,3	7,1
$\eta_{турб}$	0,92	0,921	0,922	0,922	0,923	0,924
N _{агр,МВт}	76,11	94,06	118,12	135,59	149,65	190,28
Za`	2,7	2,2	1,8	1,5	1,4	1,1
Za	3	3	2	2	2	2
N _{агр} МВт	69	69	104	104	104	104
m(Δ l)	1,037	1,038	1,039	1,039	1,041	1,042
nc`	172	155	138	129	123	109
n _{синхр}	187,5	166,7	142,8	136,4	125,0	115,4
n1`H _{max}	117	116	111	114	109	114
n1`H _p	126	125	120	123	118	123
n1`H _{min}	130	129	123	126	121	126
Q _{max}	286	232	277	241	219	172
Q _{min}	317	257	307	268	243	191
Q1* η_p	1,281	1,038	1,247	1,086	0,985	0,776
Q1* η_{max}	1,021	0,827	0,994	0,866	0,785	0,618

Таблица Б.2 – Результаты расчетов оборудования для нескольких значений D1 гидротурбины ПЛД50-В60°

D _{1,м}	4,5	5	5,6	6	6,3
$\eta_{турб}$	0,93	0,931	0,932	0,932	0,933
N _{агр,МВт}	79	98	123	142	156
Za`	2,6	2,1	1,7	1,5	1,3
Za	3	3	2	2	2
N _{агр} МВт	69	69	104	104	104
m(Δ l)	1,043	1,044	1,045	1,045	1,046
nc`	168	151	135	126	120
n _{синхр}	187,5	166,7	136,4	136,4	125,0
n1`H _{max}	117	115	106	113	109
n1`H _p	126	125	114	122	118
n1`H _{min}	130	128	117	126	121
Q _{max}	285	231	276	240	218
Q _{min}	285	231	276	240	218
Q1* η_p	1,281	1,038	1,247	1,086	0,985
Q1* η_{max}	1,021	0,827	0,994	0,866	0,785

Окончание приложения Б

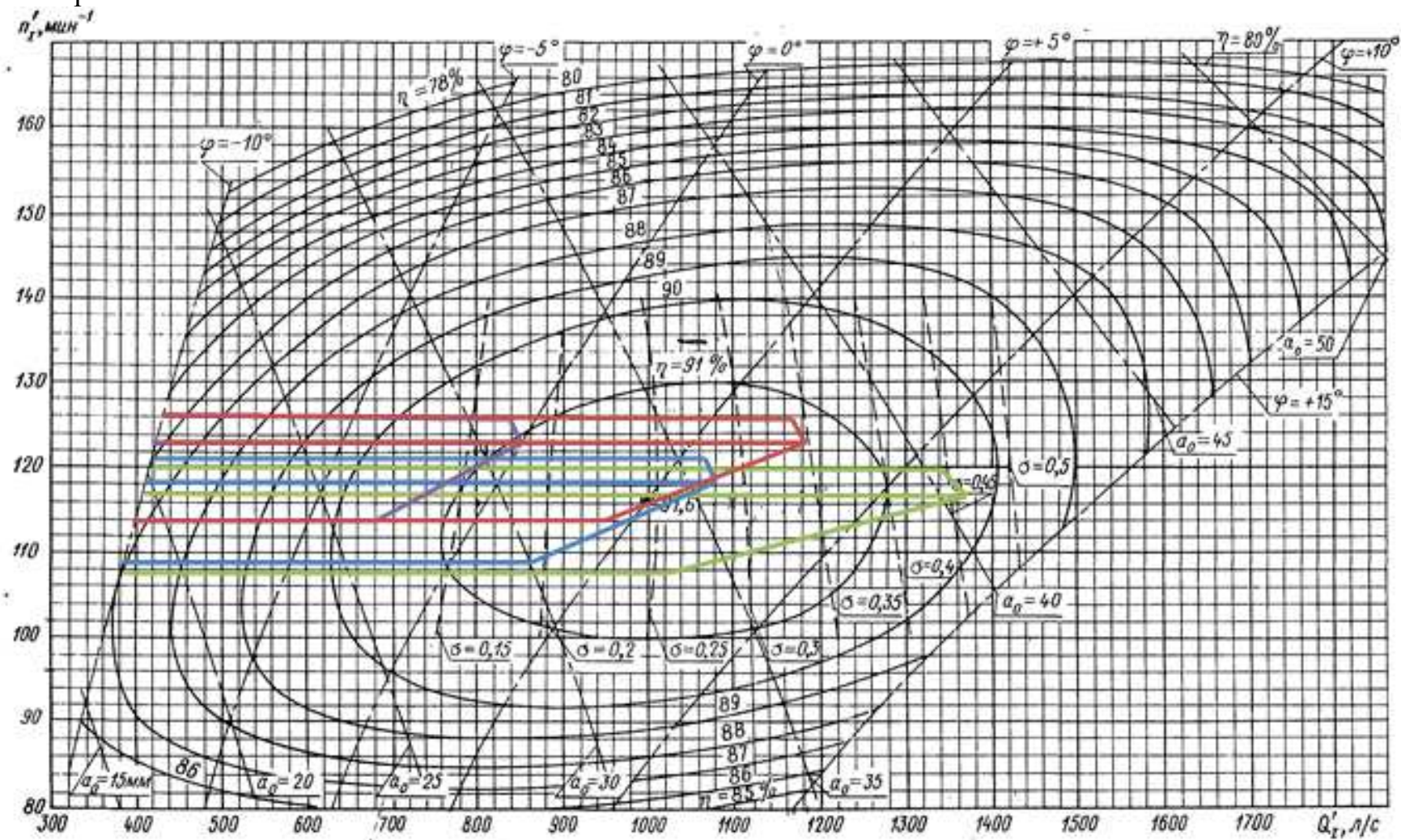


Рисунок Б1 - Рабочая зона турбины ПЛ50-В-630

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрица отключения защит

Таблица В.1 – Таблица уставок

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,41 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,24 А	
		$I_{ОТС}$	$6 \cdot I_H$	29 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательно сти от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	1,21 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,17 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,31 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	7,39 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,049	0,6 Ом
			$Z_{смI}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,1 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	4,13 Ом
			$Z_{смII}$	$0,15 \cdot Z_{II}$	0,62 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,15 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,30 А
		Отсечка	$I_{P ОТС.}$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	10,33 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключения защит

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	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1					+	
			t_2				+		
t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2				+		
t_3	+	+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2				+		
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.А. Ачитаев
А.А. Ачитаев

подпись

«17» *июль* 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Омолонской ГЭС на реке Омолон.
Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций**

Руководитель

А.А. Ачитаев
подпись, дата

зав. кафедрой ГГЭЭС,

канд. техн. наук
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Студент

А.А. Огородникова
подпись, дата

А.А. Огородникова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2021