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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____В.И. Татарников
подпись

«22»_____06_____ 2016 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

140209.65 Гидроэлектростанции

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СРЕДНЕОЛЕНЕКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЕНЕК. ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОММУТАЦИИ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СОПТ

Пояснительная записка

Руководитель _____ 21.06.2016 М.С. Размахнин
подпись, дата

Выпускник _____ 21.06.16 И.А. Меткижекова
подпись, дата

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа ДП по теме «Проектирование Среднеоленекской ГЭС на реке Оленек. Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в СОПТ ».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	14.06.16 подпись, дата	Е.Ю. Затеева
Основное и вспомогательное оборудование	21.06.16 подпись, дата	А.В. Масленникова
Электрическая часть	21.06.16 подпись, дата	Ю.А. Мальцев
Устройства РЗиА	11.06.16 подпись, дата	А.В. Широков
Компоновка и сооружения гидроузла	16.06.16 подпись, дата	С.Е. Лонский
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	10.06.16 подпись, дата	В.И. Татарников
Технико-экономические показатели	14.06.16 подпись, дата	В.В. Лапасова
Нормоконтролёр	22.06.16 подпись, дата	А.А. Чабанова

Саяно-Шушенский филиал
Федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Сибирский федеральный университет»

ОТЗЫВ

руководителя Размахнина М.С., инженера СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» -«Саяно-Щушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего», на дипломный проект студентки Меткижековой Инны Андреевны «Проектирование **Среднеоленекской ГЭС** на реке Оленек. **Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в системе СОПТ**».

Дипломный проект Меткижековой И. состоит из пояснительной записки из 138 листов и 8 листов графической части. Пояснительная записка включает в себя сокращенный паспорт Среднеоленекской ГЭС, введение, 9 глав, заключение.

В проекте выполнены водно-энергетические расчеты, выбрано основное и вспомогательное энергетическое оборудование, освещена электрическая часть, проведены прочностные и гидравлические расчеты водосбросной плотины, определены технико-экономические показатели. Отдельно Инной Андреевной освещены особенности работы системы аварийного закрытия направляющих аппаратов СШГЭС, разработаны решения повышающие надежность работы оборудования, проработан вопрос резервирования питания соленоидных клапанов аварийного закрытия гидроагрегатов СШГЭС. В работе были учтены рекомендации СТО РусГидро по правилам эксплуатации гидротехнических сооружений.

Расчеты, проведенные в проекте, выполнены тщательно по стандартным методикам, все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам.

При разработке дипломного проекта Меткижекова И.А. показала навыки,полученные при обучении, обосновала конструктивные решения и расчеты. Дипломный проект Меткижековой И. А. заслуживает оценки «отлично»,

Инженер СТСУ Филиала
ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» М.С. Размахнин

21.06.2016 г.

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

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

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломный проект студентки
Меткижековой Инны Андреевны

Рецензент – Сивцов Александр Николаевич,
начальник Службы Техологических Систем Управления Филиала ПАО «РусГидро» -«Саяно-Щушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего»

Дипломный проект на тему «Проектирование Среднеоленекской ГЭС на реке Оленек», включающий 138 листов пояснительной записки и 8 листов графической части, выполнен в полном объеме в соответствии с выданным заданием. В пояснительной записке, состоящей из 9 глав, приведены необходимые расчетные обоснования основных режимов работы станции, выбранного основного и вспомогательного оборудования, параметров гидротехнических сооружений и их конструктивных элементов, прочности и устойчивости сооружений. В части проектирования гидротехнических сооружений основные расчеты и проработки выполнены по водосбросной части плотины. Все расчеты выполнены согласно разработанным методикам, проектные решения соответствуют действующим нормам и правилам. Уделено внимание технике безопасности, пожарной безопасности и охране окружающей среды на проектируемом объекте. Достаточно подробно проработан экономический раздел, определены основные технико-экономические показатели. Графическая часть проекта в полной мере отображает технические решения, полученные на основе расчетов и технико-экономического обоснования.

Проработан вопрос резервирования питания системы аварийного закрытия направляющего аппарата гидроагрегатов СШГЭС. Необходимо отметить, что тема специального вопроса важна для эксплуатации оборудования Саяно-Шушенской ГЭС, а исследования особенностей оборудования системы аварийного закрытия были проведены при непосредственном участии Инны Андреевны.

Достоинствами дипломного проекта является полнота раскрытия задания, четкость изложения и достаточность объема материалов в пояснительной записке и графической части.

Замечания к проекту:

1. Недостаточно разработана электрическая схема устройств коммутации ответственных потребителей СШГЭС.

В целом, дипломный проект «Проектирование Среднеоленекской ГЭС на реке Оленек» заслуживает оценки «отлично». Меткижекова И.А. готова к самостоятельной инженерной деятельности и заслуживает присвоения ей квалификации «Инженер» по специальности - «Гидроэлектростанции».

Начальник СТСУ Филиала
ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожнего» А.Н. Сивцов

21.06.16.

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Татарников. В. И
«_____» _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту Меткижековой Инне Андреевне

Группа 3ГЭ 10-01 Направление (специальность) 140209.65 «Гидроэлектростанции»

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Среднеоленёкской ГЭС на реке Оленёк.Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в системе СОПТ.

Утверждена приказом по университету № 20 от 09.03.2016г

Руководитель ВКР Размахнин М.С., филиал ОАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожнего».

Исходный данные для ВКР: Среднемесячные расходы реки Оленёк; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Zвб)$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q=f(Zнб)$; годовой максимум нагрузки 28000 МВт; число часов установленной мощности T = 6300 ч; установленная мощность существующих ГЭС $N^{сущ}$ = 5800 МВт; гарантированная мощность $N^{гар}$ = 1886 МВт; коэффициент мощности k_N = 8,9; потери напора в водоподводящих сооружениях Δh = 1,0 м; отметка НПУ 100,0 м;

Перечень рассматриваемых вопросов (разделом ВКР):

1. Общая часть;
2. Водно-энергетический расчет;
3. Выбор основного и вспомогательного оборудования;
4. Электрическая часть;
5. Релейная защита и автоматика;
6. Компоновка и состав сооружений;
7. Мероприятия по технике безопасности, противопожарной безопасности и по охране природы;
8. Технико-экономические показатели;
9. Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в системе СОПТ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Генеральный план;
2. Иллюстрационные материалы к выбору установленной мощности ГЭС;
3. Разрез по водосливной части плотины;
4. Эпюры нагрузок на водосливную часть плотины, эпюры напряжений водосливной части плотины;
5. Главная схема электрических соединений;
6. Основные технико-экономические показатели;
7. Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в системе СОПТ.

Руководитель ВКР М.С. Размахнин _____ (подпись)

Задание принял к исполнению И.А. Меткижекова

(подпись, инициалы и фамилия студента)

«09» 03 2016г.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Среднеоленекской ГЭС ……..……...7
Введение……9
1 Общая часть…….....10
1.1 Природные условия……....10
1.2 Климат…….....10
1.3 Гидрологические данные…….……..…… ...10
1.3.1 Энергоэкономическая характеристика региона……..11
2 Водно-энергетические расчеты…….....12
2.1 Гидрологические расчеты…….. ...12
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока……....15
2.3 Выбор расчетного средневодного и маловодного года……..17
2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы……19
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы……24
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы……26
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году ……28
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования……29
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в среднем по водности году……31
2.10 Определение максимального расчетного расхода……32
3 Основное и вспомогательное оборудование …….....36
3.1 Выбор числа и типа агрегатов…….....36
3.2 Проверка работы гидротурбины по Q_{min}……..…...38
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы…….……42
3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления……45
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора…….....46
3.6 Определение установленной мощности ГЭС……..47
4 Электрическая часть…….....48
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС…….....48
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС……...48
4.3 Выбор схем РУ и проектирование главной схемы ГЭС……....50
4.4 Расчет токов короткого замыкания ……51

4.5 Выбор электрических аппаратов……...56
5 Релейная защита и автоматика……...59
5.1 Перечень защит основного оборудования……...59
5.2 Рекомендуемые к установке устройства РЗ……....61
6 Компоновка и сооружения гидроузла……...65
6.1 Состав и компоновка гидроузла ……...68
6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины…….....68
6.3 Расчет отброса струи…….....74
6.4 Конструирование плотины……..…….....77
6.5 Фильтрационный расчет на скальном основании……..……79
6.6 Конструирование элементов подземного контура плотины…….....80
6.7 Определение основных нагрузок на плотину……..81
6.8 Оценка общей прочности плотины……...85
6.9 Критерии прочности плотины ……..88
6.10 Расчет устойчивости плотины……...89
6.11 Расчет длины здания ГЭС……..90
6.12 Конструирование профиля грунтовой плотины……..91
7 Техника безопасности……92
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений……92
7.2 Техника безопасности……93
7.3 Пожарная безопасность……99
7.4 Мероприятия по охране природы Среднеоленекской ГЭС……..102
8 Технико-экономические показатели……...104
8.1 Текущие расходы по гидроузлу…….....104
8.2 Налоговые расходы……..106
8.3 Прибыль……107
8.4 Оценка инвестиционного проекта…….....108
8.5 Анализ чувствительности……110
8.6 Финансирование проекта……112
9 Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в СОПТ....113
9.1 Состав и режим работы системы оперативного постоянного тока…113
9.2 Стационарные аккумуляторные батареи……114
9.3 Стабилизаторы напряжения……118
9.4 Зарядные и подзарядные устройства……120
9.5 Принципы построения и требования к схемам СОПТ……121
9.6 Выбор защитных и коммутационных аппаратов……123
9.7 Выбор силовых и контрольных кабелей……124

Заключение……126

Список использованных источников 138

Приложение А – Ж.....139-147

Сокращенный паспорт Среднеоленекской ГЭС

Наименование реки Оленек,
Местонахождение ГЭС Республика Саха(Якутия) ,
Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция,

Характерные расходы воды:
а) среднемноголетний 589 м³/с,
б) всех турбин 1180 м³/с,
в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 8709 м³/с,
г) минимальный 132 м³/с,

Параметры водохранилища:
а) характер регулирования стока годичное,
б) отметки: НПУ100м, УМО 79,93 м
в) объемы водохранилища: полный 9,6 км^3, полезный 6,03 км^3,

Напоры ГЭС:
а) максимальный 48 м
б) минимальный 25 м,
в) расчетный 35 м
Энергетические характеристики:
а) мощность установленная 313,5 МВт,
б) среднемноголетняя выработка энергии 1,732 млрд. кВт·ч,
в) число часов использования установленной мощности 6300 ч,

Плотина:
а) станционная часть плотины
б) левобережная грунтовая каменно-набросная с экраном
в) правобережная грунтовая каменно-набросная с экраном
г) водосбросная часть плотины
максимальная высота 57,9 м.
Водосбросные сооружения
а) тип поверхностный водосброс,
б) число пролетов 11 отверстий,
в) общая длина 194 м,

Здание ГЭС:
а) тип здания приплотинное, число агрегатов 3,
в) тип отсасывающей трубы изогнутая,
д) размеры: общая длина 80 м, ширина 24 м,

Основное оборудование:
а) тип турбины ПЛ50-В-670, диаметр 6,7 м,
б) тип генератора СВ -1230/140-56, с полной мощность 130,6 МВА,
в) частота вращения 107,1 об/мин,
г) тип трансформаторов ТДЦ-200000/220, их число 3

Технико-экономические показатели:
а) сметная стоимость ГЭС 5255,41млн.руб,
б) себестоимость энергии 82 коп/кВт·ч,
в) срок окупаемости 6,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Вода является одной из важных составляющих земной поверхности. Благодаря воде можно создать условия для существования, но при разумном использовании ресурса, жизненные условия становятся благоприятными и комфортными. Грамотное использование гидроресурсов - неотъемлемая часть увеличения благосостояния любой страны. Самым удобным видом производства электроэнергии с низкой себестоимостью на сегодняшний день являются гидравлические станции, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота. Несмотря, на такое количество положительных качеств, гидротехнические сооружения могут представлять особую опасность. При проектировании и строительстве могут быть допущены ошибки, которые приведут к колоссальным техногенным катастрофам с причинением больших ущербов и жертв. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в различных СНиПах и других нормативных документах.

Целью настоящего дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также нахождение оптимального проектного решения с помощью творческого подхода к решению конкретных задач.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

Оленек — река в России в Восточной Сибири, берет свое начало на территории Красноярского края, затем течет по Якутии. Для западной и северо-западной частей Якутии этой обширной территории типичен рельеф столовых возвышенностей и сильно расчлененный холмисто-грядовый рельеф. Абсолютные высоты северной части составляют 800-900 м, постепенно снижаясь к югу до 500-600 м. Реки горного типа протекают в глубоковрезанных каньоно-образных долинах.

1.2 Климат

Климатические условия Якутии весьма суровы. Суровость климата сочетается с его резкой континентальностью. Зима продолжается от 6 до 7 месяцев и характеризуется устойчивыми высокими давлениями. Циклонических вторжений арктических воздушных масс почти не наблюдается , ветров зимой нет , господствует штилевая погода. Сухой воздух и безоблачное небо способствует сильному охлаждению почвы. Начиная с ноября обычные морозы ниже -40 °С, а в середине зимы темперетура воздуха падает до -50°С, а в отдельные дни ниже -60°С.

1.3 Гидрологические данные

Одна из самых длинных рек России. Судоходна на 92 км от устья. Протекает в северной части Среднесибирского плоскогорья и по Северо-Сибирской низменности. При впадении в Оленёкский залив моря Лаптевых образует дельту площадью 475 км^2. Длина реки -2292 км, площадь бассейна-219 тыс. км^2.Питание снеговое и дождевое. Половодье с июня по сентябрь, с октября по май- межень.Среднегодовой расход воды – в устье 1210 м^3/с, в нижнем течении перед вскрытием расход может быть менее 1 м^3/с, а в отдельные годы Оленек на 1 месяц перемерзает. В верхнем течении перемерзает систематически с января до апреля.Замерзает в конце сентября-октябре, вскрывается в первой половине мая-первой половине июня.

1.4 Энергоэкономическая характеристика региона

Республика Саха (Якутия) является одним из регионов Российской Федерации, для которого характерно наличие децентрализованной зоны. На ее территории несколько энергорайонов (южный, центральный, западный централизованной зоны и северный) с различными по мощности и видам используемого топлива источниками генерации функционируют изолированно друг от друга, что сильно подрывает энергетическую безопасность республики. Поэтому наряду с другими проблемами энергетики наиболее сложной для решения остается проблема оптимизации малой энергетики: к децентрализованной зоне относится большая часть площади республики, на которой расположено 22 улуса северного энергорайона .Они обслуживаются дизельными электростанциями, вырабатываемая которыми электроэнергия имеет очень высокую себестоимость.

Прогноз потребления электроэнергии республикой Саха в целом и Южно-Якутским регионом накладывает специфика социально-экономического развития республики, которая обусловлена преимущественным развитием горнодобывающей промышленности.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Гидрологические расчеты

Данные по энергосистеме:

Энергосистема «Север».

Годовой максимум нагрузки 28000 МВт.

Число часов использования установленной мощности 6300 ч.

Установленная мощность существующих ГЭС 5800 МВт.

Гарантированная мощность существующих ГЭС: по зиме-2519 МВт, по лету-1886 МВт.

Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5 %, аварийный резерв системы 7 %.

Схема использования реки: сомкнутый каскад.

Координаты кривых объёмов водохранилища в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривых площадей и объемов

Zвб	W, км^3
50,5	0
63,95	0,87
71,97	1,755
77,73	2,625
82,24	3,51
85,95	4,38
89,1	5,265
91,85	6,135
94,28	7,005
96,47	7,89
98,45	8,76
100,27	9,645
101,94	10,515
103,5	11,4
104,95	12,27

Кривая связи расходов и уровней в НБ гидроузла в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Zнб, м	Q, м3/с
50	0
50,5	13
52,8	474
54,15	935
55,11	1396
55,85	1856
56,45	2317

Окончание таблицы 2.2

Zнб, м	Q, м3/с
56,97	2778
57,41	3238
57,8	3699
58,15	4160
58,47	4621
58,76	5081
59,02	5542
59,27	6003

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,91.

Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	132	132	132	132	363	363	363	363	363	363	132	132
Потребление	2	2	2	2	3	3	3	3	3	25	2	2
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	12	12	12	12	12	12	0	0
Льдообразование	-5	-4	0	12	30	18	0	0	0	-4	-14	-29

Коэффициент мощности k_N= 8,9.

Потери напора в водоподводящих сооружениях Δh=1,0 м.

НПУ гидроузла 100 м.

Расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Оленек в створе Среднеоленекской ГЭС с 1967-2011 гг. приведён в таблице 2.4.

Таблица 2.4– Расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Оленек в створе Среднеоленекской ГЭС с 1967-2011 гг.

Год/месяц	**янв**	**февр**	**март**	**апр**	**май**	**июнь**	**июль**	**авг**	**сент**	**окт**	**нояб**	**дек**
1967	36	65	68	65	105	5111	1256	902	262	157	56	73
1968	75	70	46	119	84	3209	1503	1063	311	238	65	69
1969	75	36	75	53	105	6151	907	1795	183	174	63	65
1970	108	95	69	77	139	4474	1109	1621	280	181	142	127
1971	57	30	59	96	53	4303	676	833	153	182	56	62
1972	45	32	22	32	60	2662	665	989	191	116	41	60
1973	56	49	32	93	79	2334	1183	1261	301	151	51	93
1974	30	41	28	64	80	4659	794	1276	202	95	48	43
1975	38	24	37	45	39	2980	781	1179	223	67	54	47
1976	44	31	48	95	63	2606	885	1000	167	134	70	46
1977	29	38	47	59	47	3610	615	1124	236	146	49	65
1978	23	17	19	36	32	2830	576	838	170	51	38	35
1979	40	33	51	53	87	4696	1098	1195	246	167	92	65
1980	38	36	42	50	100	4414	795	1718	302	172	81	55
1981	70	52	71	68	117	5975	1040	1814	251	210	106	87
1982	100	50	76	122	109	4420	2218	1735	527	167	148	112
1983	32	30	53	69	38	4271	897	893	191	128	55	64
1984	66	44	58	61	76	5385	1357	1085	269	101	50	58
1985	43	63	59	74	74	3668	892	986	306	206	71	85

Окончание таблицы 2.4

Год/месяц	янв	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
1986	46	30	42	68	39	2560	601	986	211	123	54	56
1987	63	31	39	63	64	3811	1362	1034	158	154	84	60
1988	50	91	63	70	135	3766	1119	1599	266	276	75	77
1989	75	53	42	72	59	4536	1506	1113	358	176	58	70
1990	51	60	44	105	63	3635	803	1493	163	99	98	84
1991	40	42	54	85	84	2790	629	1480	316	142	50	82
1992	37	32	21	52	29	2881	756	1040	174	111	63	31
1993	68	71	64	71	91	3259	1090	1659	305	248	76	105
1994	56	38	70	95	63	3368	1181	1413	218	145	79	71
1995	50	88	70	134	88	3300	1362	1620	294	188	84	126
1996	39	22	28	32	65	3666	894	592	212	91	63	39
1997	59	52	80	91	70	3864	1621	2007	311	152	91	74
1998	48	52	42	49	73	3362	1162	1346	259	141	56	91
1999	57	39	57	63	89	2826	821	1338	217	129	61	90
2000	57	88	80	77	132	4873	1041	1855	255	195	148	144
2001	61	45	42	95	57	3929	962	1472	379	232	67	106
2002	21	35	27	38	49	2753	777	579	131	101	44	58
2003	43	82	65	111	70	6204	1075	1248	368	224	62	115
2004	16	25	36	48	31	2805	427	909	152	96	34	44
2005	48	48	32	45	41	3294	773	914	136	99	42	60
2006	36	41	45	63	54	3503	1420	1448	297	233	63	100
2007	46	50	38	57	52	4011	1013	1398	336	177	101	84
2008	66	33	61	58	92	4575	656	1010	343	115	65	91
2009	57	50	57	65	108	4570	729	1724	311	148	77	77
2010	60	59	46	100	78	4777	1452	1309	308	144	106	96
2011	61	71	56	115	86	5197	1518	1982	337	154	124	114

Кривые зависимости расходов от уровней воды р.Оленёк в створе сооружений Среднеоленекской ГЭС, а также зависимости объёмов водохранилища от уровней воды в нём представлены на рисунках 2.1, 2.2соответственно.

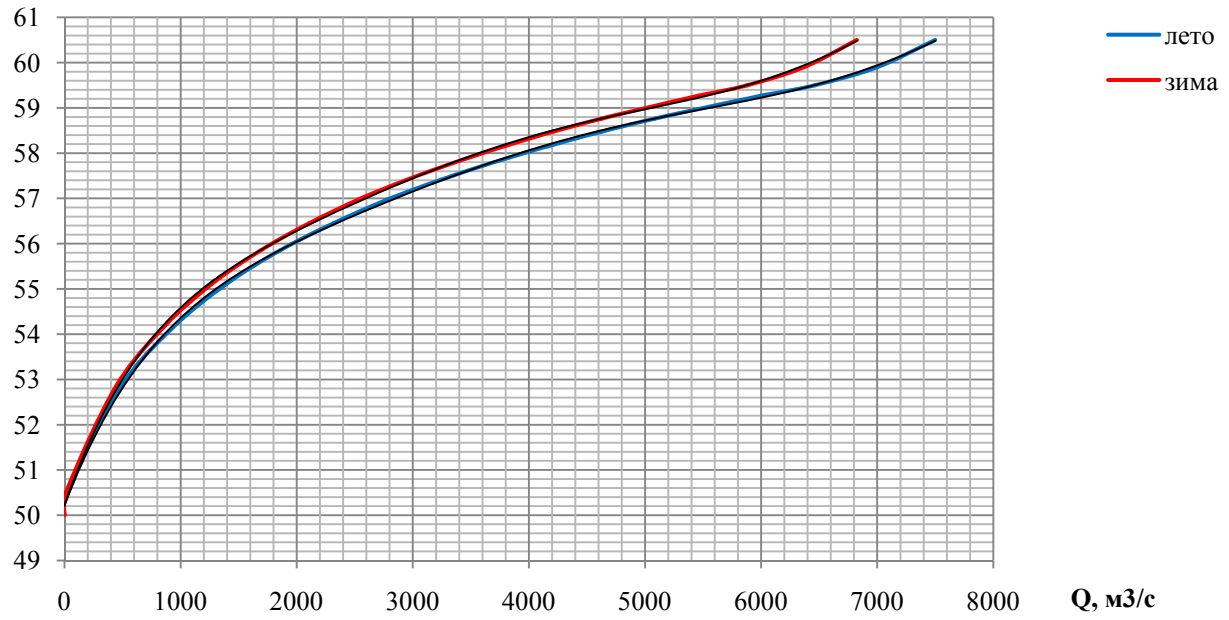


Рисунок 2.1– Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

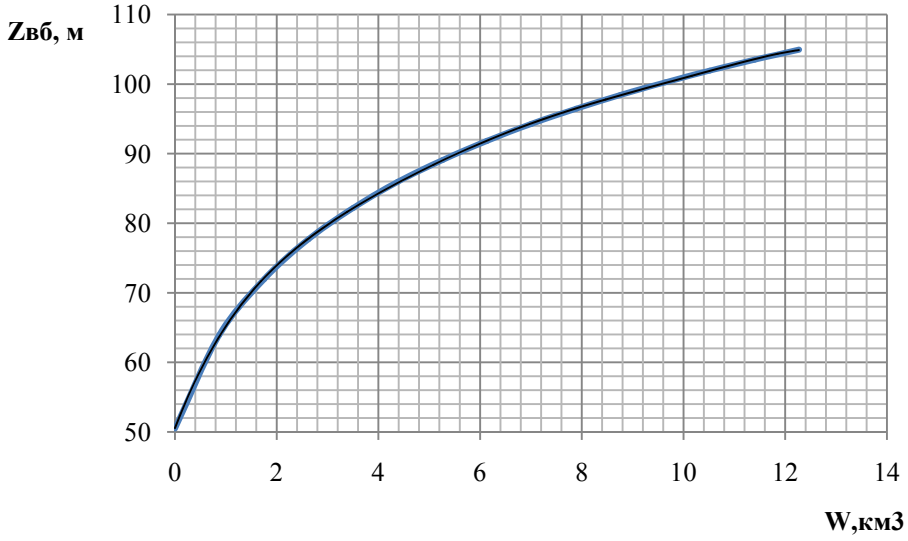


Рисунок 2.2 – Кривая зависимости объемов водохранилища от УВ в нем

2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятсяVI,VII, VIII месяцы; к периоду межени относятся IX, X, XI, XII, I, II, III, IV,V месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

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

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

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

n = 45 – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Результаты приводятся в таблице 2.5.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рис. 2.3.

Таблица 2.5 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P,%	Qср.год	годы	Qср.пол.	годы	Qср.меж	годы
2	822	1981	2951	1969	157	1982
4	818	2011	2943	1981	135	1970
7	815	1982	2899	2011	131	2000
9	807	1969	2842	2003	127	2003
11	806	2003	2791	1982	125	1995
13	745	2000	2609	1984	124	2011
15	718	1984	2590	2000	123	1988
17	711	2010	2513	2010	120	2001
20	706	1997	2497	1997	120	1968
22	702	1970	2423	1967	115	1980
24	680	1967	2401	1970	111	2010
26	677	1989	2385	1989	109	1997
28	664	2009	2341	2009	109	1985
30	652	1979	2330	1979	107	1989
33	650	1980	2309	1980	106	2009
35	632	1988	2243	1974	105	2007
37	621	2001	2161	1988	104	2006
39	617	1995	2141	2007	103	2008
41	614	2007	2124	2006	101	1973
43	613	1974	2121	2001	99	1967
46	609	2006	2094	1995	99	1991
48	597	2008	2080	2008	97	1980
50	592	1993	2069	1987	93	1979
52	577	1987	2020	1983	93	1994
54	571	1968	2003	1993	92	1969
57	566	1994	1987	1994	90	1998
59	560	1983	1977	1990	89	1999
61	558	1990	1957	1998	87	1984
63	557	1998	1937	1971	85	1990
65	547	1971	1925	1968	83	1971
67	544	1985	1849	1985	80	1977
70	505	1977	1783	1977	80	1987
72	483	1991	1717	1996	78	1976
74	482	1999	1662	1999	74	1986
76	479	1996	1660	2005	73	1983
78	474	1973	1647	1975	70	1974
80	461	2005	1633	1991	67	1972
83	460	1975	1593	1973	66	1996
85	436	1992	1559	1992	64	1975
87	432	1976	1497	1976	61	1992
89	410	1972	1439	1972	61	2005
91	401	1986	1415	1978	56	2002
93	389	1978	1382	1986	54	2004
96	385	2004	1380	2004	50	1993
98	384	2002	1370	2002	47	1978

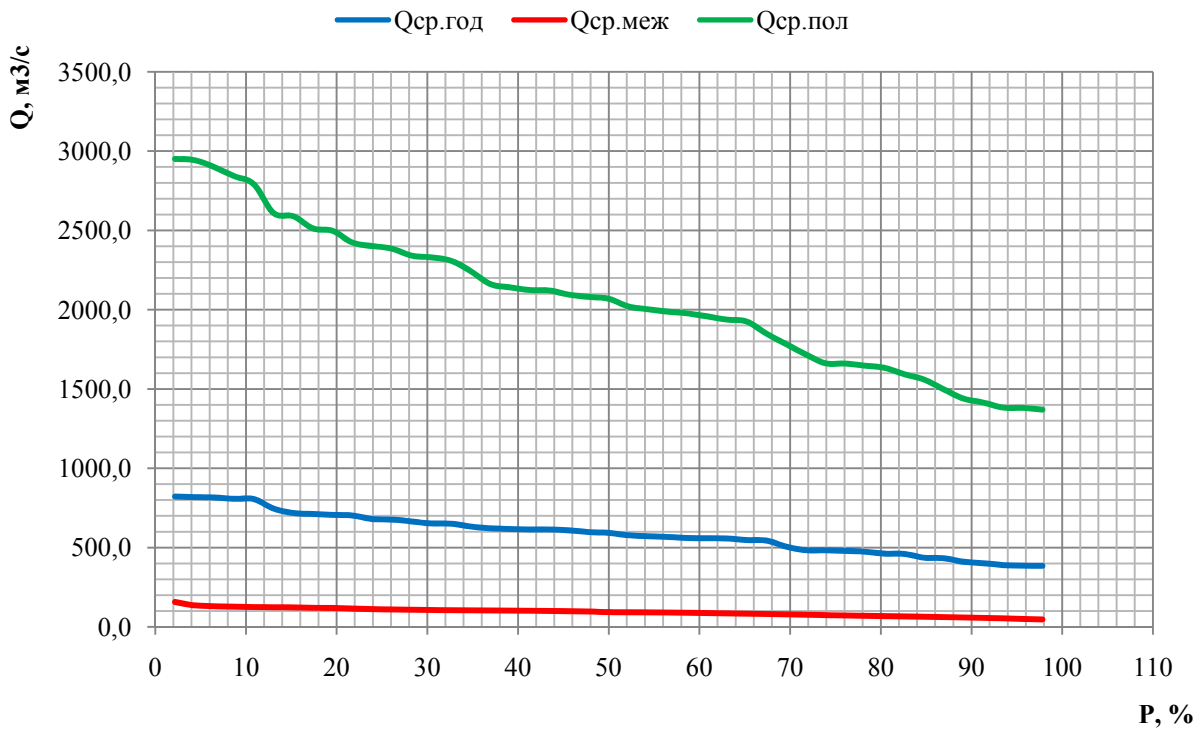


Рисунок 2.3 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.3 Выбор расчетного средневодного и маловодного года

Выбор расчетного средневодного года (P= 50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности присутствует конкретный год 1993-94 г.г.Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$К_м = \frac{Q_{м1980-81}}{Q_{м1993-94}} = \frac{93}{115} = 0{,}8$$

1993-94

$$К_п = \frac{Q_{п1987-88}}{Q_{п1993-94}} = \frac{2069}{2003} = 1{,}03$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1993-1994 гг.

Выбор расчетного маловодного года (Р = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1972-73 и 1986-87. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

$$К_м = \frac{Q_{м1992-93}}{Q_{м1972-73}} = \frac{57}{62} = 0{,}93$$

1972-73

$$К_п = \frac{Q_{п1972-73}}{Q_{п1972-73}} = \frac{410}{410} = 1$$

$$К_м = \frac{Q_{м2005-06}}{Q_{м1986-87}} = \frac{57}{69} = 0{,}81$$

1986-87

$$К_п = \frac{Q_{п1978-79}}{Q_{п1986-87}} = \frac{1415}{1382} = 1{,}02$$

В итоге принимается тот год, в котором коэффициент приведения ближе к единице. В качестве расчетного маловодного года принимаем 1972-73 гг.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения.

Таблица 2.6 –Расчетный маловодный год (Р = 90%) без приведения и с приведением

	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$Q_i^{90\%}$, м^3/с	191	116	41	60	45	32	22	32	60	2662	665	989
$Q_i^{пр90\%}$,м^3/с	177	107	38	56	42	30	20	30	56	2662	665	989

Таблица 2.7 – Расчетный средневодный год (Р = 50%) без приведения и с приведением по межени и половодью

	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$Q_i^{50\%}$, м^3/с	305	248	76	105	68	71	64	71	91	3259	1090	1659
$Q_i^{пр50\%}$,м^3/с	248	201	62	85	55	58	52	58	74	3367	1126	1714

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.4.

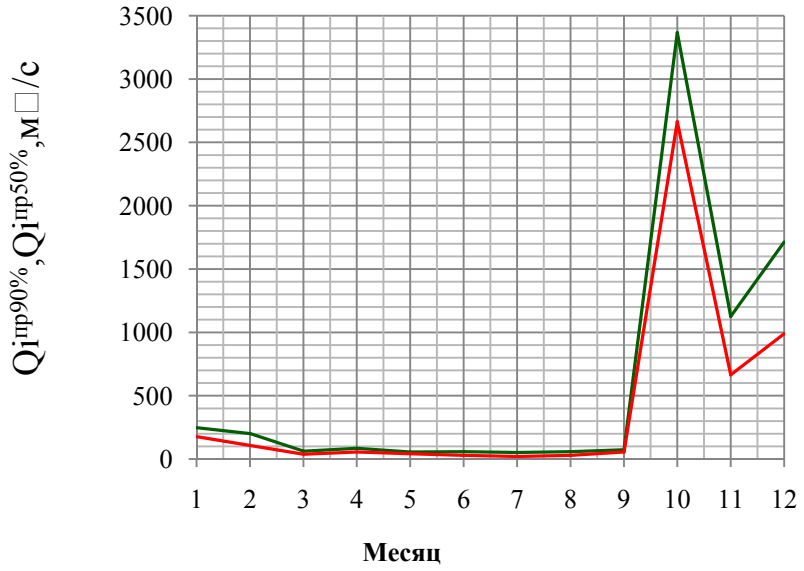


Рисунок 2.5 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.4 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного района расположения энергосистемы «Север» и числа часов использования ее годового максимума нагрузки T_c=6300 ч определяем коэффициенты плотности суточного летнего $\beta^{л}_{сут}$ и зимнего $\beta^{з}_{сут}$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_{лет}$.Данные коэффициенты равны:

$$\beta^{л}_{сут} = 0{,}84; \quad \beta^{з}_{сут} = 0{,}82; \quad \alpha_{лет} = 0{,}57.$$

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P^{з}_{t}=P^{max}_{c}\cdot(a^{з}_{t}\cdot\beta^{з}_{сут}+b^{з}_{t}), \quad (2.2)$$

$$P^{л}_{t}=P^{max}_{c}\cdot\alpha_{лет}(a^{л}_{t}\cdot\beta^{л}_{сут}+b^{л}_{t}), \quad (2.3)$$

Где $a^{з}_{t}, b^{з}_{t}, a^{л}_{t}, b^{л}_{t}$ – коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

Расчет суточных графиков нагрузки сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Суточные графики нагрузки

Часы	Ptл, МВт	Ptз, МВт
0	11530	17998
1	11019	16789
2	10629	16408
3	10214	15568
4	10144	16408
5	10208	16766
6	10540	17786
7	12050	20188
8	13789	23766
9	15592	27026
10	15960	26597
11	15328	25744
12	14677	24447
13	14980	25054
14	15328	26174
15	15858	25525
16	14377	25264
17	14900	27450
18	14677	28000
19	14377	27240
20	13844	26286
21	14536	26454
22	14204	24069
23	13288	21146

Расчёт интегральных кривых нагрузки для летнего и зимнего периода сведены в таблицу 2.9 и 2.10 соответственно.

Таблица 2.9– Координаты интегральной кривой нагрузки для зимнего периода

$P_t^з$, МВт	$\Delta P_t^з$, МВт	$P_\Sigma^з$, МВт	Δt, ч	$\Delta Э$, МВт·ч	$Э_\Sigma$, МВт·ч
28000	550	550	0	0	0
27450	211	760	1	211	211
27240	214	974	2	428	639
27026	428	1403	3	1285	1924
26597	143	1546	4	571	2495
26454	168	1714	5	840	3335
26286	112	1826	6	672	4007
26174	430	2256	7	3011	7018
25744	220	2475	8	1756	8774
25525	261	2736	9	2349	11123
25264	209	2946	10	2094	13217
25054	608	3553	11	6684	19901
24447	378	3931	12	4536	24437

Окончание таблицы 2.9

$P_t^з$, МВт	$\Delta P_t^з$, МВт	$P_\Sigma^з$, МВт	Δt, ч	$\Delta Э$, МВт·ч	$Э_\Sigma$, МВт·ч
24069	302	4234	13	3931	28368
23766	2621	6854	14	36691	65059
21146	958	7812	15	14364	79423
20188	2190	10002	16	35034	114457
17998	213	10214	17	3618	118074
17786	997	11211	18	17942	136017
16789	22	11234	19	426	136442
16766	358	11592	20	7168	143610
16408	0	12432	21	0	143610
16408	840	12432	22	18480	162090
15568	15568	28000	23	358064	520154

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода представлены на рисунке 2.6.

Таблица 2.10 –Координаты интегральной кривой нагрузки для лета

$P_t^л$, МВт	$\Delta P_t^л$, МВт	$P_\Sigma^л$, МВт	Δt, ч	$\Delta Э$, МВт·ч	$Э_\Sigma$, МВт·ч
15960	102	102	0	0	0
15858	266	368	1	266	211
15592	264	632	2	527	738
15328	0	632	3	0	738
15328	348	980	4	1392	2130
14980	80	1060	5	399	2529
14900	223	1283	6	1341	3870
14677	0	1283	7	0	3870
14677	140	1424	8	1124	4993
14536	160	1583	9	1436	6430
14377	0	1583	10	0	6430
14377	172	1756	11	1896	8326
14204	361	2116	12	4328	12654
13844	54	2171	13	705	13359
13789	501	2672	14	7016	20376
13288	1238	3910	15	18577	38953
12050	520	4430	16	8325	47278
11530	511	4941	17	8682	55960
11019	389	5331	18	7010	62970
10629	89	5420	19	1698	64668
10540	326	5746	20	6512	71179
10214	6	5752	21	134	71313
10208	64	5816	22	1404	72718
10144	10144	15960	23	233316	306034

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего и летнегопериода представлены на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

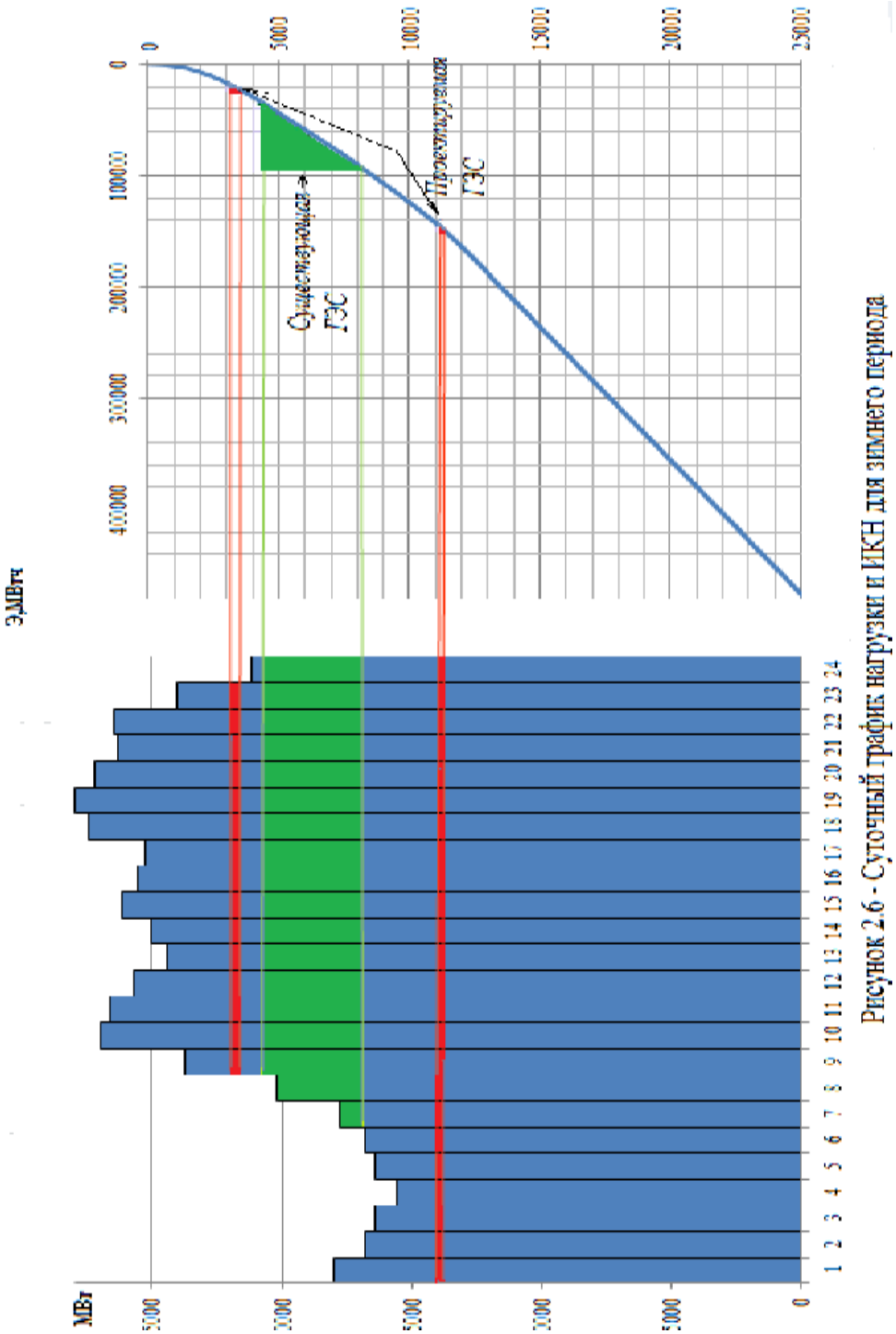


Рисунок 2.6 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Рисунок 2.7 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца с учетом годового прироста нагрузки находиться следующим образом:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^{\circ} \cdot \mathrm{t} - 15^{\circ}),(2.4)$$

где t порядковый номер месяца в году.

$$a = \frac{P_c^{max} * (1+\alpha_{\text{лет}})}{2} = \frac{28000*(1+0{,}57)}{2} = 21980;(2.5)$$

$$b = \frac{P_c^{max} * (1-\alpha_{\text{лет}})}{2} = \frac{28000*(1-0{,}57)}{2} = 6020.(2.6)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$\overline{P_t} = P_t^{max} \cdot B_t^{\text{сут}} \cdot \sigma_{\text{мес}},(2.7)$$

где $B_t^{\text{сут}}$– коэффициент плотности суточного графика нагрузки t–го месяца, $\sigma_{\text{мес}}$– коэффициент месячной неравномерности нагрузки ($\sigma_{\text{мес}} = 0{,}955$).

Поскольку $\gamma_t^{\text{сут}}$ известен только для лета (июня-июля) и зимы (января-декабря), то промежуточные значения найдем по линейному закону (рисунок 2.8.).

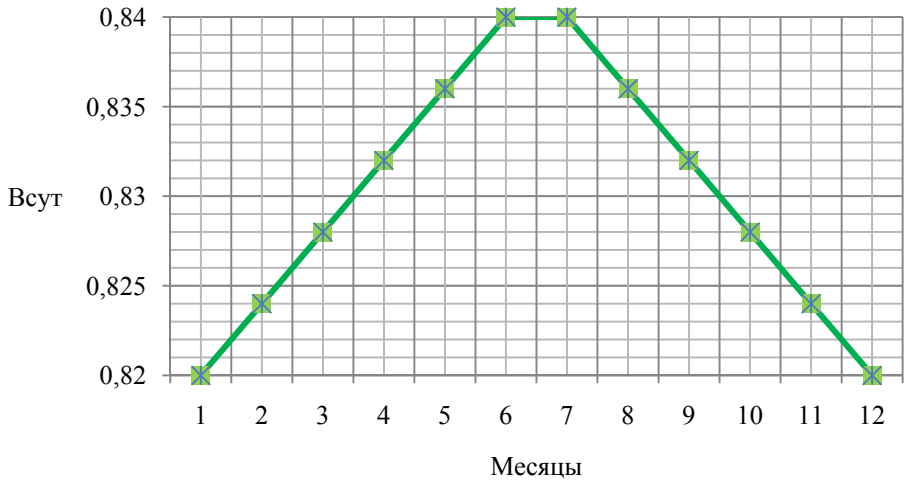


Рисунок 2.8 – График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Север» представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$\beta_t^{сут}$	cos	P_{max}, МВт	$P_{ср}$, МВт
1	0,82	0,966	27795	21767
2	0,824	0,707	26236	20646
3	0,828	0,259	23539	18613
4	0,832	-0,259	20421	16226
5	0,836	-0,707	17724	14150
6	0,84	-0,966	16165	12967
7	0,84	-0,966	16165	12967
8	0,836	-0,707	17724	14150
9	0,832	-0,259	20421	16226
10	0,828	0,259	23539	18613
11	0,824	0,707	26236	20646
12	0,82	0,966	27795	21767

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.9.

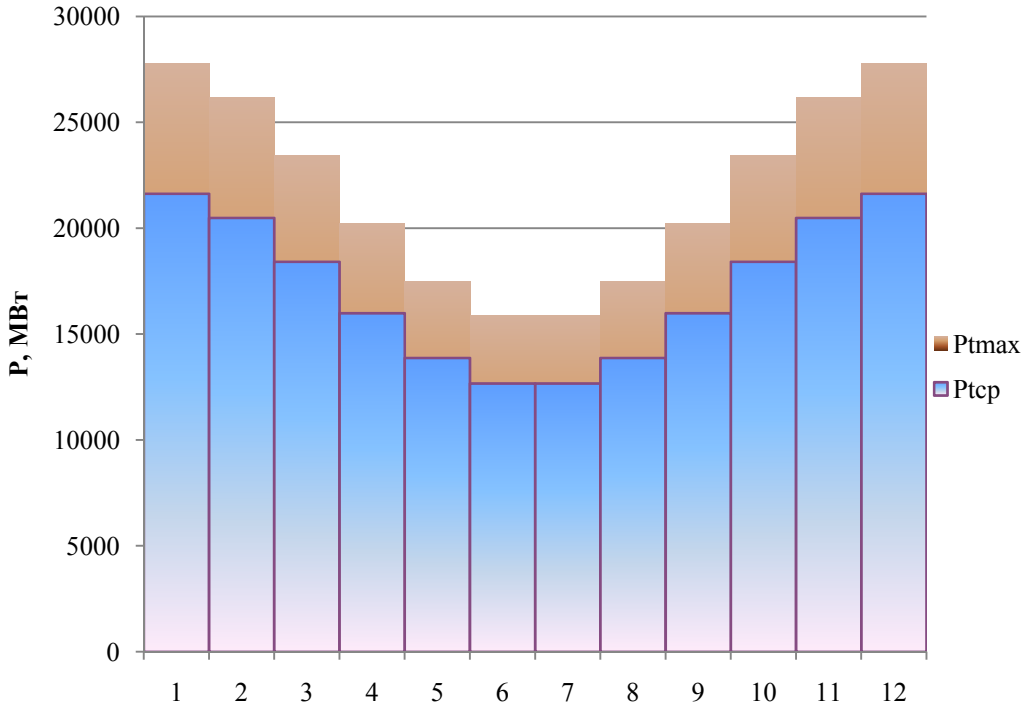


Рисунок 2.9 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_i^{пр\,90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \qquad (2.8)$$

где k_N– коэффициент мощности, k_N=8,9 ;

$Q_i^{пр\,90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года , м^3/с;

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

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{ВБ} - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \qquad (2.9)$$

где $z_{ВБ}$– отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ, м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$– уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи (рис. 10), м;

Δh– потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 1{,}0$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \qquad (2.10)$$

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

Расчет сведем в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

	Янв	Февр	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент.	Окт	Наяб.	Дек
Потери	8	7	3	-9	-14	-2	16	16	16	42	17	32
$Q_i^{пр90\%}$	37	25	19	41	74	2664	649	973	175	74	24	28
$z_{НБ}$, м	50,5	50,4	50,4	50,5	50,7	58,0	53,5	54,7	51,4	50,7	50,4	50,4
$z_{ВБ}$, м	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
$H_{быт}$, м	48,5	48,6	48,6	48,5	48,3	41,0	45,5	44,3	47,6	48,3	48,6	48,6
$N_{быт}$,МВт	16	11	8	18	32	971	263	384	74	32	10	12
$Э_{бытсут}$, МВт ч	383	260	197	425	763	23305	6301	9216	1780	763	249	291

Окончание таблицы 2.12

	Янв	Февр	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг
$Q_{ВХК}$, м^3/с	132	132	132	132	363	363	363	363
$z_{НБ}$, (QВХК)м	51,1	51,1	51,1	51,1	52,3	52,3	52,3	52,3
Нвхк.м	47,9	47,9	47,9	47,9	46,7	46,7	46,7	46,7
$N_{ВХК}$, МВт	56	56	56	56	151	151	151	151
$Э_{ВХК\ сут}$, МВт ч	1350	1350	1350	1350	3621	3621	3621	3621
$N_{быт}$-$N_{ВХК}$, МВт	-40	-45	-48	-39	-119	820	112	233
Сумма	588							

На годовом графике среднемесячных нагрузок энергосис существующих ГЭС, откладываем мощность проектируе соответствующие месяцы откладываем требования ВХК зимнюю выработку (I, XII месяцы), сверх бытовой за сче водохранилища, наполненного в весенне-летний период таблицы 2.12 мы можем распределить 588 МВт), в основ мощности ВХК, таким образом, максимально вытесняем мощности (рисунок 2.10).

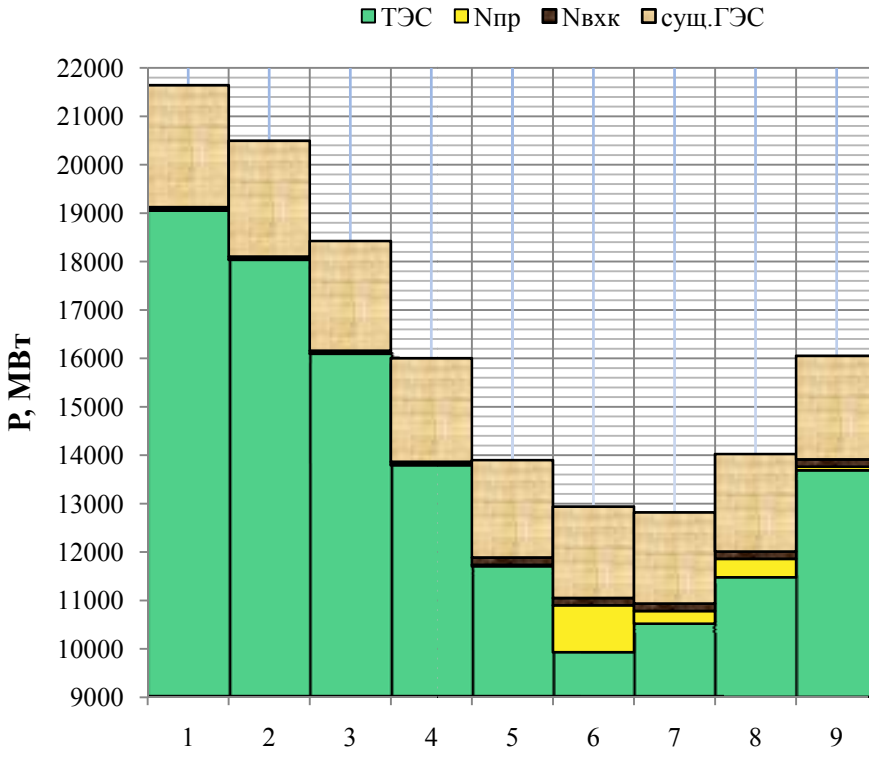


Рисунок 2.10 – Покрытие годового графика среднеме энергосистемы (маловодный год)

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

При обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремится к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве агрегатов.

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле (рисунок 3.1) с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = Z_{\text{ВБ}}\left(V_{\text{сраб}}\right) - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \tag{3.1}$$

где $Z_{\text{ВБ}}\left(V_{\text{сраб}}\right)$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО (рисунок 2.2);

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода$Q_{\text{НБ}}$ (рисунок 2.1);

$\Delta h = 1{,}0$– потери напора в водопроводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса – $Q_{\text{ГЭС}}^{min} = 132\ \text{м}^3/\text{с}$, или минимальная мощность, определяемая особенностями режимов ГЭС в графиках нагрузки.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{\text{уст}}^{\text{р}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \tag{3.2}$$

где $k_N = 8{,}9$ – коэффициент мощности.

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}^{max} \cdot \sqrt{H_{\text{ГЭС}}}}{\sqrt{H_{\text{р}}^{N}}}, \tag{3.3}$$

где $Q_{\text{ГЭС}}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{\text{р}}^{N} = 35{,}0$ м.

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности (рисунок 3.1), из которого определяется диапазон изменения напоров и расхода:

$H_{max} = 48{,}0$ м, $H_{\text{р}} = 35{,}0$ м, $H_{min} = 25{,}0$ м,

$Q_{\text{ГЭС}}^{min} = 132$ м^3/с, $Q_{\text{ГЭС}}^{max} = 1000{,}0$ м^3/с.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Среднеоленекской ГЭС

Кривые связи НБ для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Z_{\text{нб}}$, м	$Q_{\text{зима}}$,м^3/с	$H_{\text{НПУ}}$, м	$H_{\text{УМО}}$, м	$H_{\text{zвб}}$, м	H, м	Q,м^3/с	H, м	Q,м^3/с
50,0	0	49,0	28,9	39,3	50,0	694	40,0	1069
50,5	13	48,5	28,4	38,8	48,6	714	38,6	1049
52,8	474	46,2	26,1	36,5	47,1	736	37,1	1013
54,15	935	44,9	24,8	35,2	45,7	759	35,7	1010
55,11	1396	43,9	23,8	34,2	44,3	784	34,3	989
55,85	1856	43,2	23,1	33,5	42,9	810	32,9	969
56,45	2317	42,6	22,5	32,9	41,4	838	31,4	947
56,97	2778	42,0	22,0	32,3	40,0	868	30,0	926
57,41	3238	41,6	21,5	31,9	38,6	900	28,6	903
57,8	3699	41,2	21,1	31,5	37,1	934	27,1	880
58,15	4160	40,9	20,8	31,2	35,7	972	25,7	857
58,47	4621	40,5	20,5	30,8	34,3	1012	24,3	833
58,76	5081	40,2	20,2	30,5	32,9	1056	22,9	808
59,02	5542	40,0	19,9	30,3	31,4	1104	21,4	782
59,27	6003	39,7	19,7	30,0	30,0	1157	20,0	756

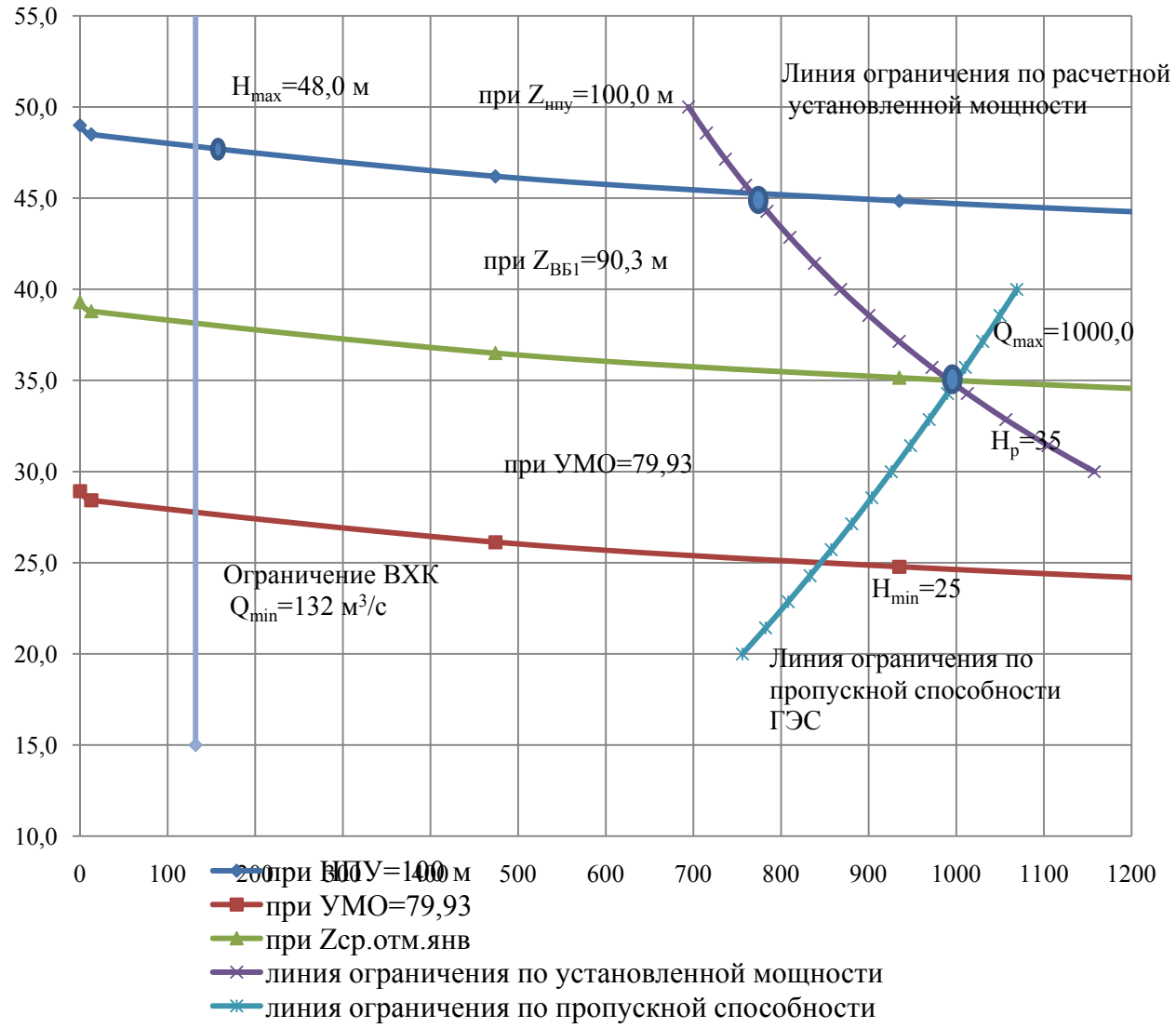


Рисунок 3.1 – Режимное поле Среднеоленекской ГЭС по напору и расходу

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение$H_{min}/H_{max} = 25/48 = 0{,}521$ должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ50 и ПЛД50 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ50	ПЛД50
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, м	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота	n'_{Io}, мин$^{-1}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	Q'_{Io}, л/с	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,916	0,91
Приведенный максимальный расход	Q'_{Imax}, л/с	1500	1650
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{Imax}	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего	$D_{1м}$, м	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_м$, м	12	5
Температура воды при испытании	$t_м$, °C	21	16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1, предварительно проведя линию n'_{Io} через оптимум КПД:

$Q'_{IP} = 1{,}52$ м^3/с, $\eta_м = 0{,}886$ – для ПЛ50;
$Q'_{IP} = 1{,}7$/с, $\eta_м = 0{,}862$– для ПЛД50.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин), результаты которых представлены в таблице 3.3 для ПЛ50, в таблице 3.4 для ПЛД50.

КПД натурной турбины $\eta_т$ определим по формуле:

$$\eta_т = 1 - (1 - \eta_м) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_м}{H_р^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_н}{\nu_м}} \right), \quad (3.3)$$

где $\eta_м$, $D_{1м}$, $H_м$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, $H_р^N$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_н$, $\nu_м$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий $t_н$ и $t_м$;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_а^* = 9{,}81 \cdot Q'_{IP} \cdot D_1^2 \cdot H_р^N \cdot \sqrt{H_р^N} \cdot \eta_т \cdot \eta_г, \quad (3.4)$$

где Q'_{IP} – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_г$ – средний КПД генератора ($\eta_г = 0{,}97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_а^* = \frac{N_{уст}}{N_а^*}, \quad (3.5)$$

где $N_{уст} = 309$ МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов $Z_а^*$ округляется в большую сторону ($Z_а$). Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_а = \frac{N_{уст}}{Z_а}. \quad (3.6)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_с^* = \frac{n'_{IP} \cdot \sqrt{H_р^N \cdot \Delta_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{IP} – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta_p = \frac{\eta_т}{\eta_м}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение $n_с$.

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{I\,max} = \frac{n_с \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_{min}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{IP} = \frac{n_с \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_р}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I\,min} = \frac{n_с \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_{max}}}. \quad (3.10)$$

Результаты расчета параметров для различных диаметров ПЛ50 и ПЛД50 соответственно сведем в таблицы 3.3, 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины для ПЛ50

D_1,м	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0
ηт	0,938	0,938	0,939	0,939	0,94	0,94
Na',МВт	101	112	126	142	158	180
Za', м	3,1	2,8	2,4	2,2	2,0	1,7
Za, м	4	3	3	3	2	2
Na,МВт	77	103	103	103	155	155
Δp	1,02	1,02	1,02	1,025	1,03	1,03
nc', об/мин	115,7	110,2	103,6	97,8	92,6	86,9
nc, об/мин	125,0	115,4	107,1	100,0	93,8	88,2
n'1(H min)	148,2	143,7	141,8	140,2	138,9	139,3
n'1(Hp)	125,3	121,4	119,8	118,5	117,4	117,7
n'1(H max)	107,0	103,7	102,3	101,2	100,3	100,5
Q'1·ηт	1,089	1,317	1,165	1,037	1,394	1,225
Q'1·ηт (H max)	0,678	0,820	0,725	0,646	0,868	0,763

Таблица 3.4 – результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД50

D_1,м	5,3	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5
ηт	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,939	0,940
Na',МВт	88	98	113	125	141	159	177
Za', м	3,5	3,1	2,7	2,5	2,2	1,9	1,7
Za, м	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0
Na,МВт	77	77	103	103	103	155	155
Δp	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
nc', об/мин	128,0	121,2	113,1	107,8	101,4	95,7	90,6
nc, об/мин	136,4	125,0	115,4	115,4	107,1	100,0	90,9
n'1(H min)	142,5	137,9	136,4	143,2	141,3	139,8	134,2
n'1(Hp)	120,4	116,6	115,3	121,0	119,4	118,1	113,4
n'1(H max)	102,8	99,5	98,4	103,3	102,0	100,9	96,8
Q'1·ηт	1,40	1,25	1,45	1,32	1,16	1,56	1,39
Q'1·ηт (H max)	0,87	0,78	0,90	0,82	0,73	0,97	0,87

Анализируя полученные варианты параметров турбин, выбираем турбины со следующими параметрами:

$$\text{ПЛ50 – В –670} \quad D_1 = 6{,}7\text{м},\ Z_\text{а} = 3 \text{ и } n_\text{с} = 107{,}1\,\frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$\text{ПЛД50 – В–560}\ D_1 = 5{,}6\text{ м},\ Z_\text{а} = 4 \text{ и } n_\text{с} = 125\,\frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

Варианты турбин ПЛ50-В-670 и ПЛД50–В–560 с остальными диаметрами исключаем, так как они не подходят по вышеперечисленным положениям.

На главной универсальной характеристике проводим линии n'_{Imax}, $n'_{I\text{P}}$, n'_{Imin}. Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии $n'_{I\text{P}}$, подбираем такое сочетание $\eta_\text{т}$ и Q'_I, чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_\text{т} = \frac{N_\text{а}}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_\text{р}^N \cdot \sqrt{H_\text{р}^N} \cdot \eta_\text{г}}; \tag{3.11}$$

ПЛ50-В-670:

$$Q'_I \cdot \eta_\text{т} = \frac{103000}{9{,}81 \cdot 6{,}7^2 \cdot 35 \cdot \sqrt{35} \cdot 0{,}97} = 1{,}165\ \text{м}^3/\text{с},$$

где $Q'_I = 1{,}28\text{м}^3/\text{с},\ \eta_\text{т} = 0{,}91$.

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии n'_{Imin} соответствующей напору H_{max}, аналогичным образом, подставив в предыдущее уравнение вместо $H_\text{р}^N$ максимальный напор найти точку и соединить её с расчетной:

$$Q_I' \cdot \eta_т = \frac{103000}{9{,}81 \cdot 6{,}7 \cdot 48 \cdot \sqrt{48} \cdot 0{,}97} = 0{,}725 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_I' = 0{,}8$ м^3/с , $\eta_т = 0{,}907$.

ПЛД50 – В–560:

$$Q_I' \cdot \eta_т = \frac{77000}{9{,}81 \cdot 5{,}6^2 \cdot 35 \cdot \sqrt{35} \cdot 0{,}97} = 1{,}25 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_I' = 1{,}4$ м^3/с, $\eta_т = 0{,}893$.

$$Q_I' \cdot \eta_т = \frac{77000}{9{,}81 \cdot 5{,}6^2 \cdot 48 \cdot \sqrt{48} \cdot 0{,}965} = 0{,}781 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_I' = 0{,}87$ м^3/с , $\eta_т = 0{,}9$.

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{рк} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \tag{3.12}$$

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

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующим наибольшего заглубления рабочего колеса:

– работа одного агрегата при установленной мощности при НПУ;

– работа всех агрегатов с установленной мощностью при НПУ;

– работа всех агрегатов с установленной мощностью при $H_Р$.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.ПЛ.}, \tag{3.13}$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

$k_\sigma = 1{,}05 \div 1{,}15$ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной (принимаем $k_\sigma = 1{,}1$);

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

$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛД – турбин $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ.}} = \frac{B_0}{2}$.

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 пересчитывается с модели (приложение Г) по формуле:

$$B_0 = B_{0\text{м}} \cdot \frac{D_{1\text{н}}}{D_{\text{м}}} = 0{,}131 \cdot \frac{5{,}6}{0{,}35} = 2{,}1\text{м};$$

$$\Delta Z_{\text{Х.ПЛ.}} = \frac{2{,}1}{2} = 1{,}05 \text{ м}.$$

Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 3.1) находим точку 1 при отметке ∇НПУ = 100 м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

ПЛ50-В-670:

$$N_{\text{а}} = k_N \cdot Q_a \cdot H_a. \tag{3.14}$$

Координаты точки: $Q_a = 244 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, $H_a = 47{,}5$м.

Пересчитаем эту точку в координаты n_I':

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{107{,}1 \cdot 6{,}7}{\sqrt{1{,}02 \cdot 47{,}5}} = 102{,}8 \text{ об/мин}.$$

На универсальной характеристике проводим линию $n_I' = 102{,}8$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0{,}175$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 51{,}9$м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{51{,}9}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}175 \cdot 47{,}5 + 0 = 1{,}13 \text{ м}.$$

ПЛД50 – В–560:

Координаты точки: $Q_a = 185$ м/с, $H_a = 46{,}8$ м.

Пересчитаем эту точку в координаты n_I':

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{125 \cdot 5{,}6}{\sqrt{1{,}03 \cdot 46{,}8}} = 100{,}8 \text{ об/мин}.$$

На универсальной характеристике проводим линию $n_I' = 100{,}8$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0{,}16$. По кривой связи нижнего бьефа определяем$Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 51{,}2$ м.

$$H_S = 10{,}33 - \frac{51{,}2}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}16 \cdot 51{,}2 + 1{,}05 = 3{,}09 \text{ м.}$$

Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке НПУ

На режимном поле (рисунок 3.1) этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a = 775$ м^3/с, $H_a = 44{,}8$ м.

Далее рассчитываем аналогично предыдущему пункту:

ПЛ50-В-670:

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{107{,}1 \cdot 6{,}7}{\sqrt{1{,}02 \cdot 44{,}8}} = 105{,}9 \text{ об/мин,}$$

где $\sigma = 0{,}2$; $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 53{,}9$ м.

$$H_S = 10{,}33 - \frac{53{,}9}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}2 \cdot 44{,}8 + 0 = 0{,}41 \text{ м.}$$

ПЛД50 – В–560:

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{125 \cdot 5{,}6}{\sqrt{1{,}03 \cdot 44{,}5}} = 103{,}4 \text{ об/мин,}$$

где $\sigma = 0{,}195$; $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 54{,}1$м.

$$H_S = 10{,}33 - \frac{54{,}1}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}195 \cdot 44{,}5 + 1{,}05 = 1{,}77 \text{ м.}$$

Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре

На режимном поле (рисунок 3.1) этому режиму соответствует точка 3. Для нее: $Q_a = 1000$ м^3/с, $H_a = 34{,}7$м.

Далее рассчитываем аналогично предыдущему пункту:

ПЛ50-В-670:

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{107{,}1 \cdot 6{,}7}{\sqrt{1{,}02 \cdot 34{,}7}} = 120{,}03 \text{ об/мин,}$$

где $\sigma = 0{,}4$; $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 54{,}4$ м.

$$H_S = 10{,}33 - \frac{54{,}4}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}38 \cdot 34{,}7 + 0 = -4{,}24 \text{ м.}$$

ПЛД50 – В–560:

$$n_I' = \frac{n_{\text{с}} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_a}} = \frac{125 \cdot 5{,}6}{\sqrt{1{,}03 \cdot 34{,}7}} = 117{,}1 \text{ об/мин,}$$

где $\sigma = 0{,}41$; $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 54{,}5$ м.

$$H_S = 10{,}33 - \frac{54{,}5}{900} - 1{,}1 \cdot 0{,}41 \cdot 34{,}7 + 1{,}05 = -4{,}33 \text{ м.}$$

Полученные результаты в п.п. 3.3 представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	D_1, м	Z_a, шт	$n_{\text{с}}$, об	N_a, МВт	H_{S1}, м	H_{S2}, м	H_{S3}, м
ПЛ50-В-670	6,7	3	107,1	103	1,33	0,41	-4,24
ПЛД50-В-560	5,6	4	125	77	3,09	1,77	-4,33

По результатам расчета выбираем ПЛ50 – В–670.

Из всех полученных расчетных значений H_s ПЛ50 – В–670 выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее $H_{s3} = -4{,}24$.

3.4 Выбор типа и габаритных размеров МНУ и колонки управления

По номограмме для турбины ПЛ50–В–670 определим тип маслонапорной установки: МНУ 16/1 – 40 – 20 – 3

ГА16/1 – 40 вместимостью 16 м^3, состоящая из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом МА20-3, имеющим сливной бак вместимостью 20 м^3 с тремя насосами. Габаритные размеры ГА и МНУ представлены в таблице 3.5 и 3.6 соответственно.

Таблица 3.6 – Габаритные размеры ГА16/1 – 40

Обозначение	Размеры, мм						
	D	D_1	H	H_1	H_2	D_H	d
ГА 16/1 – 40	2280	2730	4940	4100	-	250	70

Таблица 3.7 – Габаритные размеры МА20– 3

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B_1	B_2	L	L_1	L_2	L_3	H	H_1	H_2	H_3	H_4
МА20 – 3	2800	3016	1800	3600	3816	4130	1900	2000	1935	1400	1200	160

Насос – 3В63/40 ГТ: число сосудов – 2шт, подача – 13,9 л/с, мощность – 72 кВт.

Электродвигатель – 4А250М4: мощность 90 кВт; частота вращения 1450 об/мин.

Общая масса МНУ – 17,0 т.

Выбираем электрогидравлический регулятор : ЭГРК – МП – 150 – 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–МП;

Тип гидромеханической колонки управления –ЭГРК–150–4;

Габаритные размеры, мм - 335×575×2400;

Масса –150 кг.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{cos\varphi}, \qquad (3.15)$$

где $cos\varphi = 0{,}81 \div 0{,}9$.

$$S_{\text{ном}} = \frac{103}{0{,}85} = 121{,}2 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$p = \frac{6000}{n_{\text{с}}} = \frac{6000}{107{,}1} = 56.$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ–1230/140–56. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Номинальные данные гидрогенератора СВ–1230/140–56

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	130,6
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	104,5
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	-
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	107,1

3.6 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности четырех генераторов СВ–1230/140–56:

$$P_{\text{уст}} = n_G \cdot P_G,$$

где $n_G = 3$ – количество устанавливаемых генераторов;
$P_G = 104{,}5$ МВт – активная мощность генератора.

$$P_{\text{уст}} = 3 \cdot 104{,}5 = 313{,}5 \text{ МВт}.$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения. На выбор схемы электрических соединений влияют основные факторы:

– величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;

– категория потребителей;

– роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;

– схемы и напряжения прилегающих сетей;

– уровень токов короткого замыкания и т.д.

Проектируемая ГЭС будет осуществлять производство электроэнергии в изолированном северном энергорайоне Якутии. Передача электроэнергии осуществляется на напряжении 220 кВ. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трехфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Отметим, что укрупнение блоков экономически выгодно за счет снижения стоимости на используемое высоковольтное оборудование, однако, в связи с небольшим количеством агрегатов (три), целесообразно применение единичного блока из условий требования надежности.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Выбор синхронных генераторов:

Гидрогенератор типа СВ–1230/140–56 был выбран в п.п.3.6, в таблице 3.8 приведены все его основные параметры.

Выбор блочных трансформаторов:

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к блоку присоединена только нагрузка СН, поэтому

$$S_{расч} = \frac{(P_{ном.г} - P_{с.н})}{\cos\varphi}, \qquad (4.1)$$

где $\cos\varphi_г$– номинальный коэффициент мощности генератора, о.е.

$$S_{расч} = \frac{(104{,}5 - 0{,}01 * 104{,}5)}{0{,}8} = 129{,}3 \text{ МВА}.$$

Выбираем трансформаторы блоков 220кВ по **ТДЦ-160000/220**,для которых $S_{ном} = 160$ МВ · А,$U_{ВН} = 242$ кВ, $U_{НН} = 13{,}8$ кВ, $\Delta P_{хх} = 130$ кВт, $\Delta P_{к} = 660$ кВт, $u_{к} = 11\%$.

Выбор трансформаторов собственных нужд.

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

$$S_{с.н.} = 0{,}01 \cdot S_{G\text{ном}} = 0{,}01 \cdot 130{,}6 = 1306 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

Условия выбора общестанционного трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{тсн} > S_{с.н.}$$

Ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 1600кВА. Выбираем общестанционные трансформаторы с естественной циркуляцией воздуха в защитном исполнении: **ТСЗ –1600/15** с параметрами: $U_{ВН}$=13,8кВ; $U_{НН}$ =6,3 кВ; ΔPxx = 4,3 кВт; $\Delta P_К$=16,0 кВт; $U_К$=8%.

Выбор линий электропередач:

Полная мощность для одной линии составляет:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{313{,}5}{0{,}8} = 391{,}9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.3)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ-220 кВ:

$$S_{доп} = \frac{P_{пр}}{\cos\varphi} = \frac{200}{0{,}8} = 250 \text{ МВА}. \quad (4.4)$$

Число линий 220 кВ:

$$n'_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{доп}} = \frac{391{,}9}{250} = 1{,}56 = 2. \quad (4.5)$$

Для выполнения требований ОАО «РусГидро» по пропуску всей мощности станции при отключении одной линии принимаем:

$$n_{л} = n'_{л} + 1 = 2 + 1 = 3. \quad (4.6)$$

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_t \cdot n_w} = \frac{391{,}9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 342{,}8 \text{ А.} \quad (4.7)$$

Расчетный ток:

$$I_{расч} = 1{,}05 \cdot 1{,}03 \cdot 342{,}8 = 369{,}9 \text{ А.}$$

где $б_i = 1{,}05$ – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, о.е.

$б_T = 1{,}03$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и ее значение в максимуме ЭЭС.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{max.ав} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_t \cdot (n_w - 1)} = \frac{391{,}9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (3-1)} = 514{,}2 \text{ А.} \quad (4.8)$$

$I_{доп} = 605$ А.

$I_{п.ав} < I_{доп}$.

В соответствии с этим током выбираем по справочнику провода марки 1×АС 240/32, для которых удельное индуктивное сопротивление равно:$x_{уд}$=43,5 Ом на 100 км линии. Количество проводов в фазе – 1.

4.3 Выбор схем РУ и проектирование главной схемы ГЭС

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Задача проектирования схем РУ заключается в отыскании оптимального варианта. Выбор схем обычно производят на основании анализа результатов упрощенных регламентированных технико-экономических расчетов и сравнения характеристик конкурентоспособных вариантов, а также на основании опыта проектирования и эксплуатации.

При проектировании Среднеоленёкской ГЭС считаю целесообразным применение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), в связи с тем, что данная ГЭС расположена в северном энергорайоне республики Якутия. Средняя температура зимних месяцев и количество осадков соответствует обоснованному использованию дорогостоящего оборудования.

Условия выбора схемы РУ:

– напряжение передачи – 220 кВ;

– число присоединений РУ – 220кВ: 6 (3 ВЛЭП 220 кВ, 3 единичных блока генератор – трансформатор).

Возможные варианты схемы при данном числе присоединений и данного класса напряжения РУ:

- Шестиугольник;
- Связный четырехугольник;

Устанавливаемое распределительное устройство выбираем элегазовым (КРУЭ), как отвечающее современным критериям надежности, минимума эксплутационных затрат, минимумом занимаемого места и основываясь на многолетний опыт успешной и безотказной работы (15-20 лет безремонтный период). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ рекомендуемая схема шестиугольник.

4.4 Расчет токов короткого замыкания

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.1.

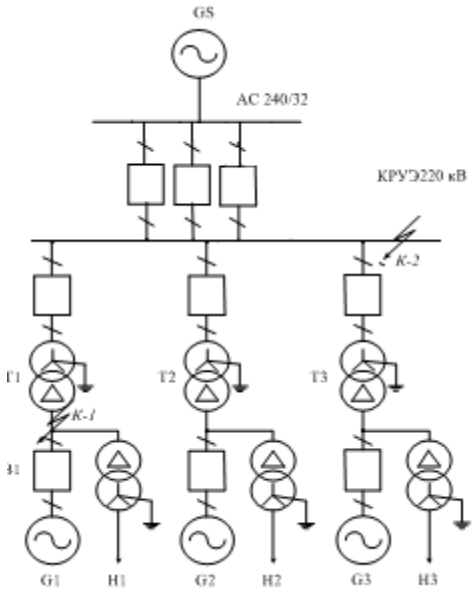


Рисунок 4.1 – Расчётная схема замещения

Для генераторного выключателя Bl расчетной является точка К-2 (на выводах генератора). Выключатель В2 КРУЭ-220кВ, выбирают по суммарному току КЗ в точке К-1.

Составление схемы замещения.

Так как расчёт токов будет проводиться в программном комплексе RastrKZ,необходимо рассчитать параметры элементов схемы замещения в именованных единицах. Результаты расчётов сведены в таблицу 4.3.

Реактивное сопротивление линии:

$$x_л = \frac{x_{уд}}{3} \cdot l = \frac{0,435}{3} \cdot 200 = 29,0 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Сопротивление линии нулевой последовательности:

$$x_{л0} = \frac{x_{0уд}}{3} \cdot l = \frac{0,87}{3} \cdot 200 = 58,0 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Активное сопротивление линии:

$$r_л = r_{уд} \cdot l = 0,121 \cdot 200 = 24,2 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Сопротивление системы:

$$x_c = 0 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_т = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{{U_{номТ}}^2}{S_{номТ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200000} = 0,032 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_т = \Delta P_к \cdot \frac{{U_{номТ}}^2}{{S_{номТ}}^2} = 660 \cdot \frac{242^2}{200000^2} = 0,966 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

Реактивное сопротивление генератора:

$$x_г = {x_d}'' \cdot \frac{{U_{номГ}}^2}{S_{номГ}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{130600} = 0,291 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

Активное сопротивление генератора:

$$r_г = \frac{1,22 \cdot x_г}{\omega \cdot T_a} = \frac{1,22 \cdot 0,291}{314 \cdot 0,045} = 0,025 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Схема замещения представлена на рисунке 4.2.

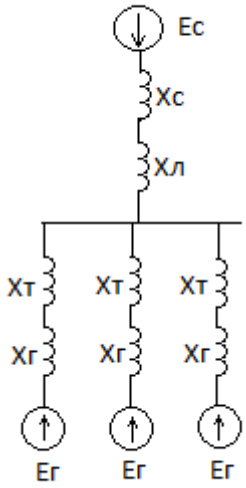


Рисунок 4.2–Схема замещения для расчетов токов КЗ

Внесение исходных данных в программный комплекс RastrKZ

Процесс внесения в программу исходных данных для расчета трехфазных коротких замыканий представлен в таблицах 4.1, 4.2, 4.3.

Таблица 4.1 – Исходные данные по узлам

O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном
1			нагр	1	Г1	13,8
2			нагр	2	СШ	242
3			нагр	3	Г2	13,8
4			нагр	4	Г3	13,8
5			нагр	5	Система	242

Таблица 4.2– Исходные данные по ветвям

O	S	Тип	tip0	N_нач	N_кон	R	X	Кт/г	x0
1		Тр-р	Тр-р	2	1	0,966	32,2	0,057	32,2
2		Тр-р	Тр-р	2	3	0,966	32,2	0,057	32,2
3		Тр-р	Тр-р	2	4	0,966	32,2	0,057	32,2
4		ЛЭП	ЛЭП	2	5	24,2	29,0	0,057	58,0

Таблица 4.3– Исходные данные по генераторам

S	s0	s0	N агр	Название	N	r	x	X2
			1	Г1	1	0,025	0,291	0,291
			2	Г2	3	0,025	0,291	0,291
			3	Г3	4	0,025	0,291	0,291
			4	Система	5	-	-	-

Расчет короткого замыкания в точке К2

Расчет токов короткого замыкания показан в таблицах 4.4, 4.5.

Таблица 4.4– Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1

Короткое замыкание на шинах РУ 220кВ								
Состав/Несимметрия								
S	№	№сост	Тип	П1	П2	П3	I 1	d I 1
		1	3ф	1			3,43	-85,93

Таблица 4.5– Ток однофазного короткого замыкания в точке К1

Короткое замыкание на шинах РУ 220кВ								
Состав/Несимметрия								
S	№	№сост	Тип	П1	П2	П3	I 1	d I 1
		1	1ф	1			1,72	-87,73

Расчет полного тока однофазного короткого замыкания:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_1 = 3 \cdot 1{,}72 = 5{,}16 \text{ кА}. \quad (4.8)$$

Рассчитаем ударный ток на РУ 220 кВ:

В качестве расчетного принимаем ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{по} = 5{,}16\ кА.$$

Рассчитываем полное суммарное сопротивление для узла 2 (РУ), которое составило:

$$Z_{\Sigma 1} = R_{\Sigma 1} + jX_{\Sigma 1} = 0{,}901 + j13{,}312.$$

Находим постоянную времени:

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} = \frac{13{,}312}{314 \cdot 0{,}901} = 0{,}047. \quad (4.9)$$

Определяем коэффициент ударный:

$$k_{\text{у}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}047}} = 1{,}81. \quad (4.10)$$

Находим ток ударный для точки К1(РУ):

$$\text{i}_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot \text{I}_{\text{п0},\Sigma}^{(1)} \cdot \text{k}_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot 3{,}43 \cdot 1{,}81 = 8{,}77 \text{ кА}. \quad (4.11)$$

Расчётное время отключения КЗ:

$$\tau = t_{рзmin} + t_{с.о.} = 0{,}01 + 0{,}05 = 0{,}06 \text{ с.} \quad (4.12)$$

Термическое действие тока КЗ:

$$B_к = I_{по}^2 \cdot \tau = 5{,}16^2 \cdot 0{,}06 = 1{,}59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (4.13)$$

Расчет тока короткого замыкания в точке К2

Расчет токов короткого замыкания показан в таблицах 4.6

Таблица 4.6–Ток трехфазного короткого замыкания

Короткое замыкание на шинах Г1 13,8кВ								
Состав/Несимметрия								
S	№	№сост	Тип	П1	П2	П3	I 1	d I 1
		1	3ф	1			53,58	-85,9

Рассчитаем ударный ток на Г1 13,8кВ:

В качестве расчетного принимаем ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{по} = 53{,}58 \text{ кА.}$$

Рассчитываем полное суммарное сопротивление для узла 1 (Г1), которое составило:

$$Z_{\Sigma 1} = R_{\Sigma 1} + jX_{\Sigma 1} = 0{,}0048 + j0{,}075.$$

Находим постоянную времени:

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} = \frac{0{,}075}{314 \cdot 0{,}0048} = 0{,}049. \quad (4.14)$$

Определяем коэффициент ударный:

$$k_у = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}049}} = 1{,}815. \quad (4.15)$$

Находим ток ударный для точки К2 (Г1):

$$i_у = \sqrt{2} \cdot I_{п0,\Sigma}^{(3)} \cdot k_у = \sqrt{2} \cdot 53{,}58 \cdot 1{,}815 = 168{,}4 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

Расчётное время отключения КЗ:

$$\tau = t_{рз\,min} + t_{с.о.} = 0{,}01 + 0{,}05 = 0{,}06 \text{ с.} \quad (4.17)$$

Термическое действие тока КЗ:

$$В_к = I_{по}^2 \cdot \tau = 53{,}58^2 \cdot 0{,}06 = 172{,}2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.18)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7– Результаты расчета токов короткого замыкания:

	$I_{п0}$, кА	$i_у$, кА	$B_к$, кА^2·с
К1 (шины 220кВ)	5,16	8,77	1,59
К2 (шины G1-G3 13,8кВ)	53,58	168,4	172,2

4.5 Выбор электрических аппаратов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:$U_у < U_{ном}$, где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{G\ раб\ max} = 1{,}05 \cdot I_{G\ ном} = \frac{1{,}05 \cdot S_{G\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{G\ ном}} = \frac{1{,}05 \cdot 130{,}6}{\sqrt{3} \cdot 13{,}8} = 5{,}74 \text{ кА}.$$
(4.19)

Расчетный ток присоединения блочного трансформатора $Т_1 - Т_3$ РУ220 кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т1-Т3\ раб\ max} = \frac{1{,}05 \cdot S_{G\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\ ном}} = \frac{1{,}05 \cdot 130{,}6}{\sqrt{3} \cdot 242} = 327{,}2 \text{ А} \quad (4.20)$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{W1-W3\ раб\ max} = \frac{S_{раб\ max}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{G1-G3\ ном}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{3 \cdot 130{,}6}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 342{,}7 \text{ А}.$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{W1-W3\ раб\ утяж} = \frac{S_{раб\ max}}{\sqrt{3}\cdot(n_W-1)\cdot U_{ном}} = \frac{S_{G1-G3\ ном}}{\sqrt{3}\cdot(n_W-1)\cdot U_{ном}}$$

$$= \frac{3\cdot 130{,}6}{\sqrt{3}\cdot(3-1)\cdot 220} = 514{,}1\ А.$$

Расчетный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{Тсн\ раб\ max} = \frac{1{,}05\cdot S_{Тсн\ ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{Тсн\ ном}} = \frac{1{,}05\cdot 1600}{\sqrt{3}\cdot 13{,}8} = 70{,}3\ А. \qquad (4.21)$$

Выбор выключателей и разъединителей

Генераторные выключатели выбираем по суммарному току трехфазного КЗ в точке К-2. Выключатели КРУЭ выбираем также по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного.

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

Результаты выбора оборудования сведены в таблицы 4.8– 4.9.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов генераторного напряжения 13,8кВ $Г_1$-$Г_3$

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель HECS-80S
$U_{сети\ ном}$ = 13,8 кВ	$U_{ном}$ = 23 кВ
$I_{рабутяж}$= 5740 А	$I_{ном}$ = 8500 А
$I_{по}$ = 53,58 кА	$I_{ном.откл}$= 80 кА
$i_у$ = 168,4 кА	$I_{дин}$= 220 кА
$B_к$ = 172,20кА^2·с	$I^2_{терм}\cdot t_{терм} = 80^2\cdot 3 = 19200$ кА$^2\cdot$с

К установке принимаем КРУЭ производства ОАО ВО «Электроаппарат» ЯГГ-220. Его ячейка укомплектована выключателем, разъединителями и измерительными трансформаторами тока и напряжения. Основные данные для этой укомплектованной ячейки представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору высоковольтных аппаратов КРУЭ 220 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные
	Ячейка КРУЭ ЯГГ-220
$U_{сети\ ном}$ = 220 кВ	$U_{ном}$ = 220 кВ
$I_{рабутяж}$=514,1 А	$I_{ном}$ = 3150 А
$I_{по}$ = 5,16 кА	$I_{ном.откл}$= 50 кА
$i_у$ = 8,77кА	$I_{дин}$= 125 кА
$B_к$ = 1,59 кА^2·с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА$^2 \cdot$ с

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и динамической стойкости.

Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН производится в зависимости от напряжения в месте его установки ($U_{ном} \geq U_{сети\ ном.}$).

Данному условию отвечает ОПН-220ХЛ1устанавливаемый на силовых трансформаторах, на подходах ВЛЭП, а также на сборные шины.

5 Релейная защита и автоматика

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

Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы энергосистем и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые выводятся из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для:

– автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);

– реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;

– обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 1230/140 –56, мощностью 104,5 МВт:

– продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);

– защита от замыканий на землю обмотки статора (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);

– защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения);

– токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);

– токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;

– дистанционная защита от внешних симметричных КЗ;

– защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);

– защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

– защита от потери возбуждения;

– защита ротора от замыканий на землю;

– устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;

– устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

–защита от понижения частоты на холостом ходу генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-200000/220:

– продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток трансформатора и внутренних повреждений);

– газовая защита (от внутренних повреждений);

– защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;

– защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения);

– контроль уровня масла в расширительном баке;

– защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;

– МТЗ с пуском минимального напряжения от внешних симметричных КЗ;

– токовая защита обратной последовательности для защиты от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;

– контроль изоляции сети 13,8 кВ.

Защиты КРУЭ 220 кВ - ЯГГ-220 :

– дифференциальная защита шин.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

– дифференциально-фазная высокочастотная защита;

– 3-х ступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

– токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

– 4-х ступенчатая направленная защита от замыканий на землю;

– УРОВ 220 кВ;

Противоаварийная автоматика:

– автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);

– автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ).

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

В настоящее время выпускаются и находятся в эксплуатации устройства защиты элементов электроэнергетических систем, выполненные на электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе. Электромеханические устройства РЗ морально устарели и к установке не рекомендованы. На проектируемом энергообъекте целесообразно использовать РЗА на основе микропроцессорных терминалов.

Шкафы РЗА устанавливаем российского научно-производственного предприятия «НПП Экра».

В состав защит для генераторов входят:

– два комплекта шкафов типа ШЭ 1111.53, включающие защиты основного и вспомогательного генераторов и трансформатора собственных нужд;

– два комплекта шкафов типа ШЭ 1111.54, включающие защиты блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд.

Наличие двух одинаковых комплектов защит, дублирующих друг друга, имеющих раздельное питание по цепям постоянного тока и раздельное подключение по цепям тока и напряжения, позволяет обеспечить как общее резервирование защит, так и аппаратное резервирование.

В качестве примера проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора.

Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора

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

Защита имеет токозависимую характеристику срабатывания, обусловленную торможением от сигнала I_T. Общий вид характеристики срабатывания представлен на рисунке 5.1.

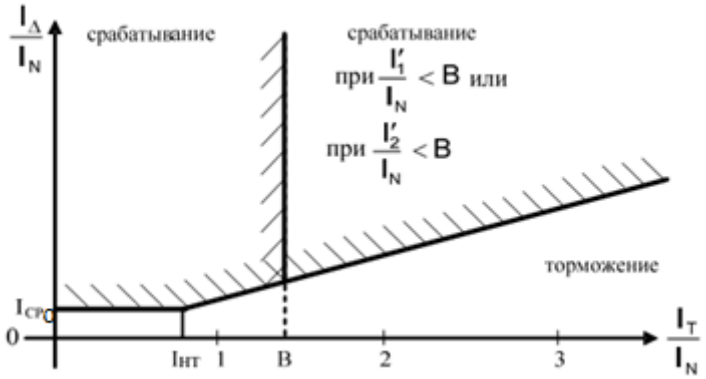


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора.

Параметры характеристики срабатывания:

$I_{CP.0}$ – начальный ток срабатывания защиты, определяющий чувствительность защиты при малых тормозных токах;

I_T – ток торможения. I_T определяется выражением:

$$I_T = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos\alpha}, \quad \text{для } \cos\alpha > 0 \quad \text{(сквозное КЗ)}$$
$$0, \quad \text{для } \cos\alpha \le 0 \quad \text{(внутреннее КЗ)} \qquad (5.1)$$

,

где α – угол между векторами токов $\dot{I}_1$ и - $\dot{I}_2$;

$\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ – векторы токов в защите соответственно со стороны нейтральных и главных выводов обмотки статора генератора (рисунок 5.2);

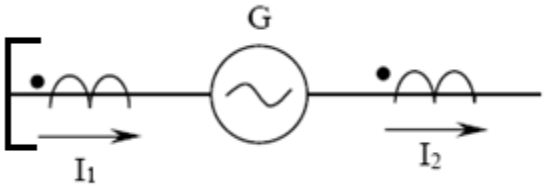


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема расположения трансформаторов тока защиты

I_1 и - I_2 – модули векторов $\dot{I}_1$ и - $\dot{I}_2$.

Дифференциальный ток определяется из выражения:

$$I_\Delta = |\dot{I}_1 - \dot{I}_2|, \qquad (5.2)$$

где $I_{нт}$ – ток начала торможения, определяющий начало наклона характеристики.

На рисунке 5.3 представлена схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты.

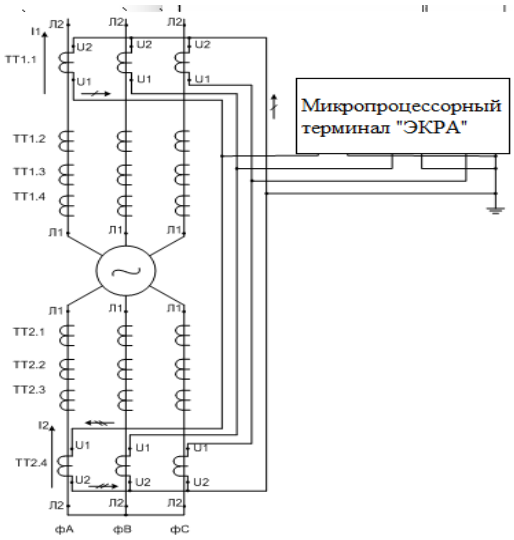


Рисунок 5.3 – Схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты

Наклон характеристика срабатывания защиты определяется коэффициентом торможения $K_{m,}$ представляющим собой отношение величины тока срабатывания к величине тока торможения.

B – тормозной ток, определяющий точку излома характеристики срабатывания.

Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса $I_{НБ.ном}$ номинального режима:

$$I_{НБном} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном}, \quad (5.3)$$

где $f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ;

$K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ.

$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{130,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 5464$ А – номинальный ток генератора.

Уставка срабатывания по $I_{ср0}$ выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{НБном} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.4)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности.

Принимаем типовую уставку $0,2 \cdot I_{ном}$.

$I_{ср0} = 0,2 \cdot 5464 = 1093$ А.

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина Кт выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.5)$$

где $I_{МАКС} = \frac{E''_Г}{X''_d} \cdot I_{НОМ}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$K_{АП} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$E_Г''$ = 1,13 о.е. – сверхпереходная ЭДС генератора;

$X_Г''$ = 0,22 о.е. – сверхпереходное реактивное сопротивление генератора.

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 5464 = 3087 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \qquad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности.

За I_T принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора

I_T = 53580А;

$$K_T = \frac{3087 \cdot 2}{53580} = 0{,}115.$$

Принимаем минимальную уставку $K_т$ = 0,2.

При выборе тормозного тока *B* должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{ср.о}}{K_T},$$

$$B = \frac{0{,}2}{0{,}2} = 1.$$

Принимаем типовое значение уставки B = 1,5. При этом выполняется условие 1,5 > 1,0.

При токе Iт ≥ B производится переключение характеристики: если $I_1 \geq B$ и $I_2 \geq B$ защита блокируется, при условии $I_1 < B$ или $I_2 < B$ наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

По рассчитанным параметрам построим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты (рисунок 5.4):

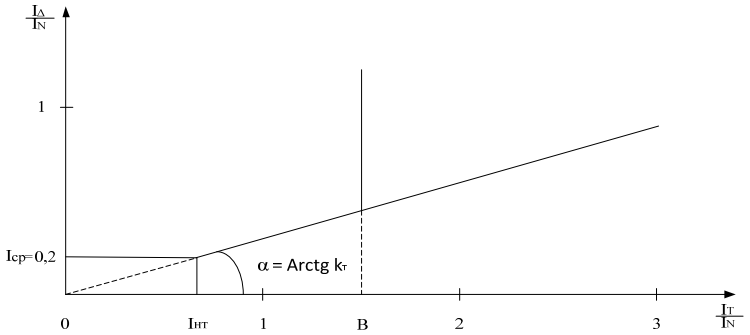


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты с учётом рассчитанных параметров

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения Среднеоленекского гидроузла входят:

1) водосбросная плотина гравитационного типа;
2) здание ГЭС приплотинного типа;
3) глухая грунтовая часть со стороны левого и правого берегов.

На I этапе на левом берегу возводятся перемычки первой очереди и за их прикрытием создаём котлован первой очереди, в котором проводится строительство водосливной плотины. Пропуск строительных расходов на I этапе осуществляется по стеснённому руслу.

На II этапе осуществляется перекрытие русла и пропуск воды через гребёнку, а далее через донные отверстия. В котловане второй очереди возводим станционную часть бетонной плотины и приплотинное здание ГЭС, затем наращиваем водосливную плотину.

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

Определение отметки гребня плотины и гребня быка

За отметку гребня принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_s; \quad (6.1)$$

$$\nabla ГБП = \nabla ФПУ + h_s, \quad (6.2)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ:

$$h_s = \Delta h_{set} + a + h_{1\%}, \quad (6.3)$$

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, a= (0,5 – 2) м.

При определении $h_{1\%}$ и Δh_{set} следует принимать обеспеченности скорости ветра при основном сочетании нагрузок (при НПУ):

1. Для сооружений I и II классов – 2%;
2. Для сооружений IIIиIV классов – 4%.

При особом сочетании нагрузок (при ФПУ):

1. Для сооружений I и II классов – 20%;
2. Для сооружений III класса – 30%;
3. Для сооружений IV класса – 50%.

Проектируемая плотина относится к первому классу капитальности сооружений так как объем водохранилища больше 1000млн $м^3$, высота плотины 57,9 м (основание типа А), следовательно, расчетная скорость ветра при 2% обеспеченности равна 21 м/с, при 20% обеспеченности – 11 м/с.

1) Расчет отметки гребня плотины при основном сочетании нагрузок

Действие ветра на водную поверхность приводит к ветровому нагону и образованию волн. Ветровой нагон представляет собой отклонение водного зеркала от горизонтального положения с уклоном в сторону, противоположную действию ветра.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения.

Высота ветрового нагона определяется как:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{\upsilon_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha, \qquad (6.4)$$

где K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, $K_w = 2{,}19 \cdot 10^{-6}$;

υ_w =21 м/с – расчетная скорость ветра;

L = 14 км – длина разгона волны;

d –глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d_{НПУ} = ({}_{\nabla}НПУ - {}_{\nabla}дно) / 2; \qquad (6.5)$$

$$d_{НПУ} = (100–50{,}5) / 2 = 24{,}75м,$$

где α–угол между направлением ветра и продольной осью водоема, принимаем равным нулю, $\cos\alpha = 1$.

$$\Delta h_{set} = 2{,}19 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 14000}{9{,}81 \cdot 24{,}75} = 0{,}056 \text{ м}.$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

1) Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 14000}{21^2} = 311{,}4; \qquad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 3600}{21} = 10090{,}3. \qquad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, 6 ч.

2) Для глубоководной зоны (d> $0.5\lambda_d$) по найденным коэффициентам определим параметры.

$$\frac{g\cdot\overline{h}}{V_w^2}=0{,}03;\qquad \frac{g\cdot\overline{h}}{V_w^2}=0{,}065;\qquad \frac{g\cdot\overline{T}}{V_w}=2{,}3;\qquad \frac{g\cdot\overline{T}}{V_w}=3{,}5; \tag{6.8}$$

$$\overline{h}=0{,}03\cdot\frac{V_w^2}{g};\qquad \overline{h}=0{,}03\cdot\frac{21^2}{9{,}81}=1{,}348\,\text{м};$$

$$\overline{T}=2{,}3\cdot\frac{V_w}{g},\qquad \overline{T}=2{,}3\cdot\frac{21}{9{,}81}=4{,}92\,\text{с}. \tag{6.9}$$

3) Средняя длина волны:

$$\overline{\lambda}_d=\frac{g\overline{T}^2}{2\pi}; \tag{6.10}$$

$$\overline{\lambda}_d=\frac{9{,}81\cdot 4{,}92^2}{2\pi}=37{,}84\,\text{м}.$$

4) Условие d> $0{,}5\,\overline{\lambda}_d$ соблюдается, т.к.24,75м>18,92 м, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

5) Определим высоту волну 1% обеспеченности:

$$h_{1\%}=\overline{h}\cdot K_i, \tag{6.11}$$

$$h_{1\%}=1{,}348\cdot 2{,}1=2{,}83\text{м}.$$

6) Высота наката волн на откос 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%}=K_r\cdot K_p\cdot K_{sp}\cdot K_{run}\cdot h_{1\%}, \tag{6,12}$$

где K_r – коэффициент шероховатости, равный 1;
K_p – коэффициент проницаемости откоса, равный 0,9;
$K_{sp} = f\,(ctg\varphi,\ \upsilon_w) = 1{,}5$;
$K_{run} = f(\overline{\lambda}_d / h_{1\%}) = 1{,}4$.

$$h_{run1\%}=1\cdot 0{,}9\cdot 1{,}5\cdot 1{,}4\cdot 2{,}83=5{,}34\text{ м}.$$

7) Превышение гребня плотины над расчетным случаем:

$$h_s=0{,}056+5{,}34+1{,}0=6{,}4\text{ м}.$$

$$\nabla\text{ГБП}=100+6{,}4=106{,}4\text{м}.$$

5) <u>Расчет отметки гребня плотины при особом сочетании нагрузок</u>

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения. Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{\upsilon_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha, \qquad (6.13)$$

где K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, $K_W = 1{,}29 \cdot 10^{-6}$;

υ_w =11 м/с –расчетная скорость ветра;

L = 14 км – длина разгона волны;

d – глубина водохранилища перед плотиной при расчетном уровне:

$$d_{ФПУ} = (\nabla ФПУ - \nabla дно) / 2, \qquad (6.14)$$

$$d_{ФПУ} = (101–50{,}5) / 2 = 25{,}25 \text{ м},$$

где α–угол между направлением ветра и продольной осью водоема, принимаем равным нулю, $\cos\alpha = 1$.

$$\Delta h_{set} = 1{,}29 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{11^2 \cdot 14000}{9{,}81 \cdot 25{,}25} = 0{,}0088 \text{ м}.$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

1) Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 14000}{11^2} = 1135;$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81 \cdot 6 \cdot 3600}{11} = 19263. \qquad (6.15)$$

2) Для глубоководной зоны ($d > 0{,}5 \cdot \lambda_d$) определим параметры, при помощи которых вычислим средний период волны и среднюю высоту волны.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0{,}045; \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2{,}7; \qquad (6.16)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0{,}073; \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3{,}8. \qquad (6.17)$$

Используя меньшие, из полученных значений, вычислим средний период волны $\bar{T}$ (с) и среднюю высоту волны $\bar{h}$ (м).

$$\bar{h} = 0{,}045 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0{,}045 \cdot \frac{11^2}{9{,}81} = 0{,}555 \text{ м}; \qquad (6.18)$$

$$\bar{T} = 2{,}7 \cdot \frac{V_w}{g} = 2{,}7 \cdot \frac{11}{9{,}81} = 3{,}027 \text{ с}. \qquad (6.19)$$

3) Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{9{,}81 \cdot 3{,}027^2}{2 \cdot 3{,}14} = 14{,}3 \qquad (6.20)$$

4) Условие d> $0,5\bar{\lambda}_d$ выполняется, т.к.25,25 м>7,15 м, следовательно, расчет выполнен верно для глубоководной зоны.

5) Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.17)$$

$$h_{1\%} = 0,555 \cdot 2,2 = 1,22 м.$$

6) Высота наката волн на откос 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = K_r \cdot K_p \cdot K_{sp} \cdot K_{run} \cdot h_{1\%},$$

где K_r – коэффициент шероховатости, равный 1;

K_p – коэффициент проницаемости откоса, равный 0,9;

$K_{sp} = f(ctg\varphi, \upsilon_w) = 1,1$;

$K_{run} = f(\bar{\lambda}_d / h_{1\%}) = 1,75$.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,75 \cdot 1,22 = 2,1 м.$$

6)Превышение гребня плотины над расчетным уровнем:

$$h_s = 2,1 + 0,0088 + 1,0 = 3,11 м;$$

$$\nabla ГБП = 101 + 3,11 = 104,11 м.$$

Принимаем наибольшую отметку гребня плотины: $\nabla ГЗП = 106,4 м.$

Отметку гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГБП = 106,4 м; \quad (6.18)$$

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст}, \quad (6.19)$$

$$\nabla ГБ = 90 + 1,6 \cdot 10 = 106,0 м.$$

Таким образом, принимаем: $\nabla ГБ = 106,4$ м, $\nabla ГБП = 106,4$ м.

Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{расч} = Q_{max}, \quad (6.20)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход при 0,1% обеспеченности;
$Q_{расч}$= 7657 м^3/с.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{вод} = 1,25 \cdot q_{присб}, \quad (6.21)$$

где $q_{присб}$ – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{присб} = \upsilon_H \cdot h_{НБ}, \quad (6.22)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику Q = f(H),$\nabla_{НБ}$ = 60,8 м.

$$h_{НБ} = \nabla НБ – \nabla дно, \quad (6.23)$$
$$h_{НБ} = 60,8–50,5= 10,3 \text{ м},$$

где $\upsilon_Н$ – допустимая не размывающая скорость на рисберме, зависящая от вида грунта дна реки, для полускального основания $\upsilon_н$= 4,5 м/с.

$$q_{присб} = 4,5 \cdot 10,3=46,35 \text{ м}^2/\text{с};$$
$$q_{вод} = 1,25 \cdot 46,35=57,9 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = Q_{расч}/q_{вод}, \quad (6.24)$$
$$B = 7657/57,9 \approx 140 \text{ м}.$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия b =14 м. Тогда число водосливных отверстий:

$$n = B/b \quad (6.25)$$

n= 140/14 = 10 (при числе водосливных отверстий n>6, принимаем одно запасное отверстие, тогда n=11).

Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.26)$$

где *m*– коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа *m* ≈ 0,49.

$$H_{01} = \left(\frac{7657}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,6 \text{м},$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot \sigma_{ф} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \qquad (6.27)$$

где $\sigma_{сж}$– коэффициент бокового сжатия;

σ_n– коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и σ_n= 1;

$\sigma_ф$ – коэффициент формы для безвакуумной водосливной.

Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,В

$$\sigma_{сж} = 1 - 0{,}2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01} \cdot (n-1)}{b \cdot n}, \qquad (6.28)$$

где ε = 0,7– коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0{,}2 \cdot 0{,}7 \cdot \frac{8{,}6 \cdot (10-1)}{14 \cdot 10} = 0{,}923;$$

$$H_{02} = \left(\frac{7657}{0{,}49 \cdot 1 \cdot 0{,}923 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}} \right)^{2/3} = 9{,}1 м.$$

Геометрический напор на водосливе:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot \upsilon_0^2}{2g}, \qquad (6.29)$$

где α = 1,1 – коэффициент Кориолиса;

υ_0– скорость подхода потока к плотине, равная:

$$\nu_0 = \frac{Q_{расч}}{(\nabla НПУ - \nabla дно) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_б)}, \qquad (6.30)$$

$$\nu_0 = \frac{7657}{(100 - 50{,}5) \cdot (140 + (10-1) \cdot 4)} = 0{,}88$$

$$H = 9{,}1 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}88^2}{2 \cdot 9{,}81} = 9{,}06 м.$$

Определённый геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения: $H_{ст}$=10 м.

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст}, \qquad (6.31)$$

$$\nabla ГВ = 100 - 10 = 90 м.$$

Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{повер} = Q_{max.повер} - Q_{ГЭС}, \quad (6.32)$$

где $Q_{max.повер}$ – максимальный поверочный расход при 0,01% обеспеченности.

$Q_{повер}$ = 8652 –1000= 7652 м^3/с.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске $Q_{повер}$:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{расч.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}}\right)^{2/3}, \quad (6.33)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{7652}{0{,}49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 8{,}59м;$$

$$H'_{02п2п} = \left(\frac{Q_{расч.пов}}{m_{пов} \cdot \sigma_ф \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_п \cdot B \cdot \sqrt{2g}}\right)^{2/3}, \quad (6.34)$$

где $m_{пов}$ – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{пов} = m \cdot \left[0{,}805 + 0{,}245 \cdot \frac{H}{H_{ст}} - 0{,}05 \cdot \left(\frac{H}{H_{ст}}\right)^2\right], \quad (6.35)$$

$$m_{пов} = 0{,}49 \cdot \left[0{,}805 + 0{,}245 \cdot \frac{8{,}59}{10} - 0{,}05 \cdot \left(\frac{8{,}59}{10}\right)^2\right] = 0{,}48;$$

$$H'_{02пов} = \left(\frac{7652}{0{,}48 \cdot 1 \cdot 0{,}9 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 9{,}34м.$$

$$H_{пов} = H_{02п2п} - \frac{\alpha v_{0пов}^2}{2g}; \quad (6.36)$$

$$v_{0пов} = \frac{Q_{расч.пов}}{(\nabla ФПУ - \nabla дно) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_б)}, \quad (6.37)$$

$$v_{0ппо} = \frac{7652}{(101 - 50{,}5) \cdot (140 + (10-1) \cdot 4)} = 0{,}86\,м/с,$$

$$H_{пов} = 9{,}34 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}86^2}{2 \cdot 9{,}81} = 9{,}3\,м.$$

$$\nabla ФПУр = \nabla ГВ + H_{пов}, \quad (6.38)$$

∇ФПУр =90+9,3=99,3м.

Отметка ФПУ не превышается, следовательно, пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода $Q_{повер}$ = 7652 $м^3/с$.

Рассчитаем координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат кривой необходимо отношения ($x/H_{пр}$) и ($y/H_{пр}$) умножить на $H_{пр.} = H_{ст}$.

Расчеты сведем в таблицу 6.1.Очертание оголовка плотины практического профиля приведено на рисунке 6.2.

Таблица 6.1– Расчет координат оголовка водослива.

№ точки	x/Нпроф	y/Нпроф	№ точки	x/Нпроф	y/Нпроф
1	0	1,26	21	20	12,35
2	1	0,36	22	21	13,69
3	2	0,07	23	22	15,08
4	3	0	24	23	16,53
5	4	0,06	25	24	17,94
6	5	0,27	26	25	19,6
7	6	0,6	27	26	21,22
8	7	1,0	28	27	22,89
9	8	1,46	29	28	24,62
10	9	1,98	30	29	26,1
11	10	2,56	31	30	28,24
12	11	3,21	32	31	30,13
13	12	3,94	33	32	32,07
14	13	4,75	34	33	34,05
15	14	5,64	35	34	36,09
16	15	6,61	36	35	38,18
17	16	7,64	37	36	40,31
18	17	8,73	38	37	42,49
19	18	9,87	39	38	44,71
20	19	11,08	40	39	46,98

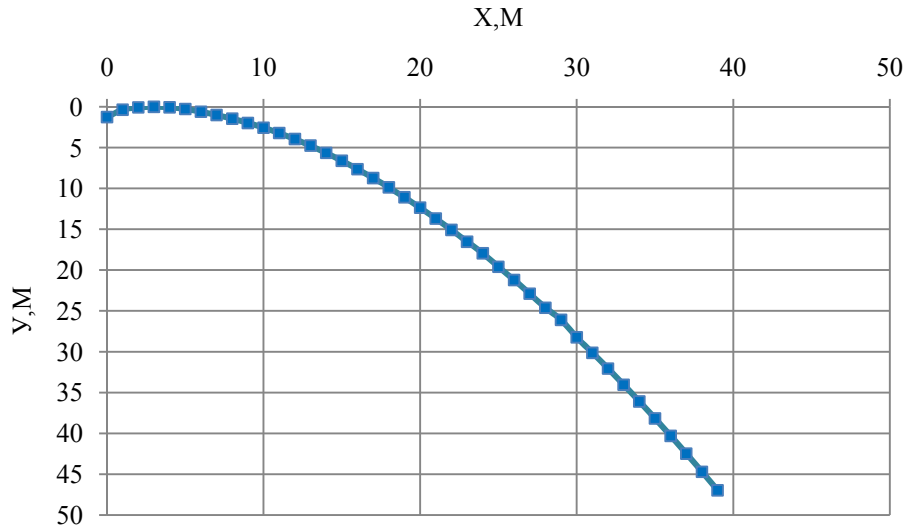


Рисунок 6.2– Оголовок водосливной плотины

Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем параметры гидравлического прыжка.
Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{расч}^2}{B_в^{\ 2} \cdot g}}, \qquad (6.39)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 7657^2}{(140 + (10-1) \cdot 4)^2 \cdot 9{,}81}} = 5{,}96 м.$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

T_0 = ∇НПУ –∇дно, (6.40)
T_0 = 100 – 50,5 = 49,5 м.

Определяем отношение:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \qquad (6.41)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{49{,}5}{5{,}96} = 8{,}31.$$

По графику М.Д. Чертоусова определяем ξ_c = 0,24 и ξ''_c = 2,8.
Вычисляем сопряженные глубины:
$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}$; (6.42)
$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}$, (6.43)

h'_c = 0,24 · 5,96= 1,43 м;
h''_c = 2,8· 5,96 = 16,7 м.

Получаем $h''_c > h_{НБ}$, $16{,}7м > 10{,}3м$, следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды носок-трамплин.

6.3 Расчет отброса струи

Скорость потока воды на носке:

$$v_н = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_H}, \qquad (6.44)$$

где φ − коэффициент скорости потока, $\varphi = (0{,}85 \div 0{,}95)$;

$$Z_H = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС}. \quad (6.45)$$

Рассчитаем пределы отметки носка:

$$\nabla\text{НОС} = \nabla\text{под} + a,$$

где ∇под –отметка подошвы плотины.

$$\nabla\text{под} = \nabla\text{дна} - (2 \div 3) = 50{,}5 - 2 = 48{,}5 \text{ м},$$

где a – высота носка относительно подошвы:

$$a_{min} = h_{\text{НБ}\,max} + 2 + 1 = 10{,}3 + 2 + 1 = 13{,}3 \text{ м}; \quad (6.46)$$

$$a_{max} = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}}{2} + 2 = \frac{100 - 50{,}5}{2} + 2 = 26{,}75 \text{ м}. \quad (6.47)$$

Тогда $\nabla\text{НОС} = 48{,}5 + (13{,}3 \div 26{,}75) = (61{,}8 \div 75{,}25)$м.

Диапазон отметок $(61{,}8 \div 75{,}25)$м.

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{v_{\text{н}}}, \quad (6.48)$$

где $q = \frac{7657}{140+(10-1)\cdot 4} = 43{,}5\ \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$, удельный расход на носке.

Дальность отлета струи:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}}\right],$$

где k_a – коэффициент аэрации, зависящий от числа Фруда.

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}.$$

Если $Fr < 35 \Rightarrow k_a = 1$,
$Fr > 35 \Rightarrow k_a = (0{,}8 \div 0{,}9)$.
α –угол схода струи с трамплина, $\alpha = (25° \div 35°)$.

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{расч}} = 100 - 60{,}8 = 39{,}2 \text{ м}.$$

Глубина размыва:

$$h_р = t - h_{нБ} \qquad (6.49)$$

$$t = (0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{h_{нБ}/d} \cdot h_н,$$

где d=1м.

Расстояние до центра ямы:

$$L1 = L + t/tg\alpha 1;$$

$$tg\alpha 1 = \sqrt{tg\alpha^2 + \frac{2g\cdot(0{,}5\cdot h_н\cdot\cos\alpha + a - h_{нБ})}{v_н{}^2\cdot\cos\alpha^2}} \qquad (6.50)$$

Расчет дальности отлета струи в зависимости от высоты носка для углов $\alpha = 25°,\ 30°,\ 35°$представлен в таблице 6.2 соответственно и рисунке 6.3.

Таблица 6.2– Расчет отлета струи

∇НПУ	a	∇НОС	Z_h	V_h	h_H	Fr	K_a	L1 25°	L2 30°	L3 35°	t	h_p	L1 25°	L2 30°	L3 35°
100	13,3	61,8	38,2	24,6	1,60	38,6	1,0	56,87	61,6	65,0	21,8	11,5	93,0	92,7	91,7
100	14,3	62,8	37,2	24,3	1,63	37,0	1,0	57,08	61,5	64,5	21,4	11,1	90,6	90,6	89,8
100	15,4	63,9	36,1	24,0	1,65	35,5	1,0	57,20	61,3	64,1	21,1	10,8	88,3	88,6	87,9
100	16,4	64,9	35,1	23,6	1,67	34,0	1,0	57,24	61,0	63,5	20,7	10,4	86,2	86,6	86,1
100	17,4	65,9	34,1	23,3	1,70	32,5	1,0	57,20	60,7	63,0	20,4	10,1	84,3	84,8	84,3
100	18,5	67,0	33,0	22,9	1,72	31,0	1,0	57,08	60,3	62,4	20,0	9,7	82,4	83,0	82,5
100	19,5	68,0	32,0	22,5	1,75	29,6	1,0	56,89	59,8	61,7	19,6	9,3	80,6	81,2	80,8
100	20,5	69,0	31,0	22,2	1,78	28,2	1,0	56,63	59,3	61,0	19,2	8,9	78,8	79,4	79,0
100	21,6	70,1	29,9	21,8	1,81	26,8	1,0	56,30	58,8	60,2	18,9	8,6	77,1	77,7	77,3
100	22,6	71,1	28,9	21,4	1,84	25,4	1,0	55,90	58,2	59,4	18,5	8,2	75,4	75,9	75,5
100	23,6	72,1	27,9	21,0	1,88	24,0	1,0	55,44	57,5	58,6	18,1	7,8	73,7	74,2	73,8
100	24,7	73,2	26,8	20,6	1,91	22,7	1,0	54,92	56,8	57,7	17,7	7,4	72,0	72,5	72,0
100	25,7	74,2	25,8	20,2	1,95	21,4	1,0	54,33	56,0	56,8	17,3	7,0	70,3	70,8	70,2
100	26,8	75,3	24,8	19,8	1,99	20,1	1,0	53,68	55,2	55,8	16,9	6,6	68,6	69,0	68,5

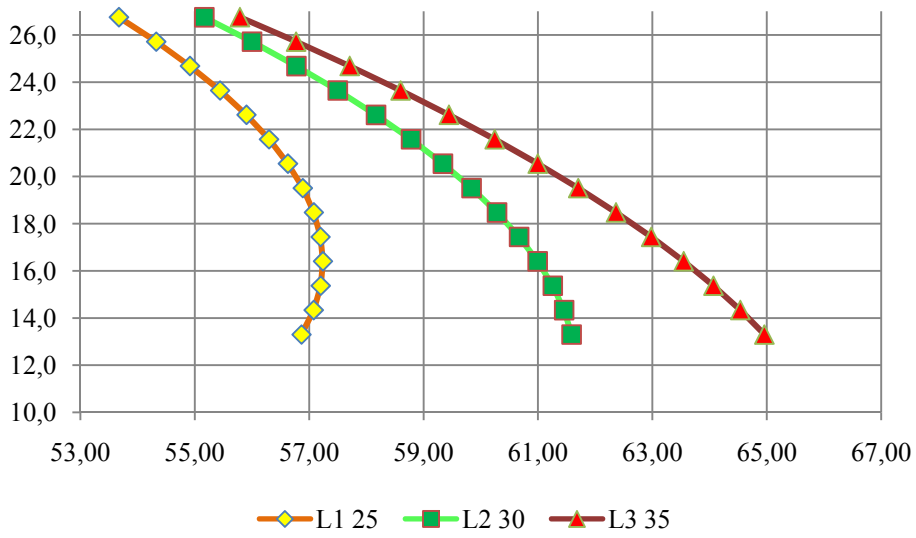


Рисунок 6.3–Дальность отброса струи в зависимости от высоты носка

По графику выбираем следующие параметры носка для отброса струи (с учетом устройства донных отверстий в водосливной плотине для пропуска строительных расходов):a = 13,3 м; $\alpha = 25^0$ – с отбросом струи на 56,9 м. Центр ямы размыва L_1=93 м, глубина размыва h_p=11,5 м.

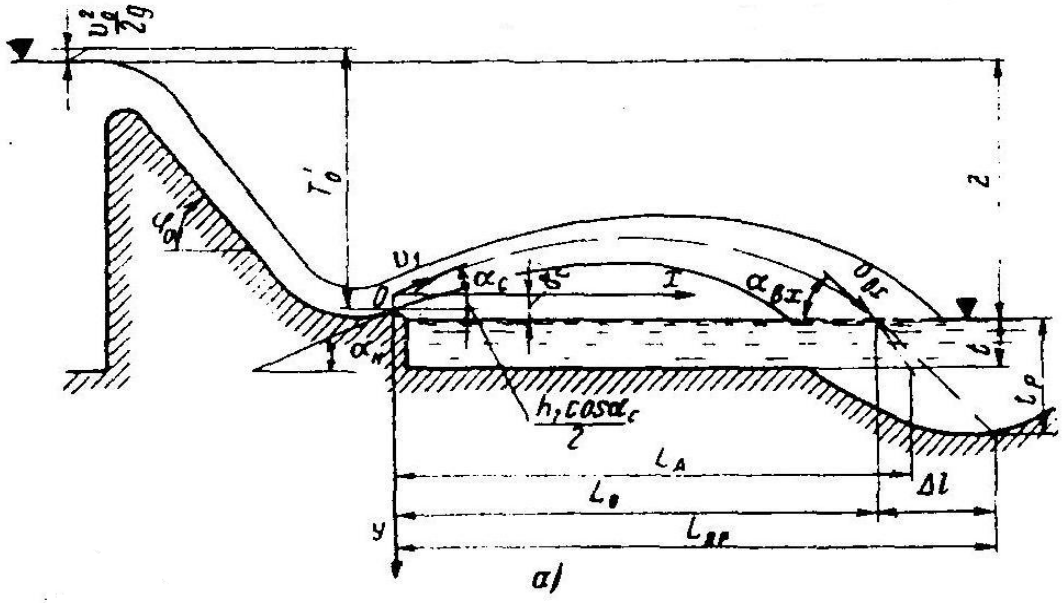


Рисунок 6.4-Отброс струи в нижнем бьефе

Безопасное расстояние отброса струи при полускальном основании примерно равняется 0,5Н= 0,5· (100-50,5) =24,75м, что удовлетворяет выбранной конфигурации носка.

6.4 Конструирование плотины

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.

Но при своей экономичности профиль должен удовлетворять условиям:

1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;

2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

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

$$B_п^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_б}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \qquad (6.51)$$

где α_1– коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завесы, дренажа, принимаемый 0,5.

$$h = \nabla НПУ - \nabla под \quad (6.52)$$

$$\nabla под = \nabla дна - \left(\delta_в + (2 \div 3)\right), \quad (6.53)$$

$$\nabla под = 50{,}5 - 2 = 48{,}5$$

$$h = 100 - 48{,}5 = 51{,}5 м.$$

В итоге получаем:

$$B_n^I = \frac{51{,}5}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - 0{,}5}}. \quad (6.54)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\rho_б}{\rho_w} + n - \alpha_1\right)}, \quad (6.55)$$

где γ_n– коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

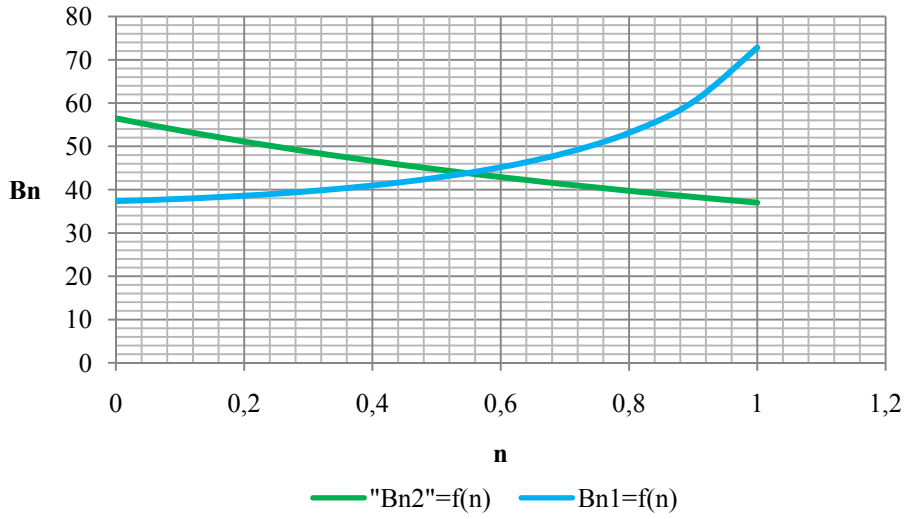
f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый 0,6 (для полускального основания.

Получаем:

$$B_n^{II} = \frac{1{,}25 \cdot 51{,}5}{0{,}6 \cdot \left(\frac{2400}{1000} + n - 0{,}5\right)} = \frac{92}{1{,}9 + n}.$$

Задаваясь различными n, строим графики зависимостей $B_п = f(n)$.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины (рисунок 6.5).



7 Техника безопасности

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Гидротехнические объекты могут быть источником колоссальных бедствий. Подпорные гидротехнические сооружения довольно надежны и долговечны. Однако аварии на гидроузлах возможны, более того, они приводят к повреждению и разрушению плотин и примыкающих к ним сооружений.

Среднеоленекской ГЭС согласно проекту относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений.

Поэтому одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы эксплуатации регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Основным требованием закона является составление декларации безопасности ГТС, состав которой определяется специальным Положением. Данное Положение определяет содержание и порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным при проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановлении или консервации.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений

осуществляется и на основании следующих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- государственный надзор за безопасностью 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 Техника безопасности

Проектирование, строительство, ремонт и организация эксплуатации гидротехнического сооружения и гидромеханического оборудования Среднеоленекской ГЭС, территория и акватория размещения, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать следующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Речного регистра;
- Закону «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора;
- государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правилам пожарной безопасности;
- иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил и норм как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

В зависимости от местных условий предусматриваются дополнительные меры безопасности труда.

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

Персонал Среднеоленекской ГЭС и другие лица, при эксплуатации электроустановок, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих и введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала. Работник, проходящий стажировку, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами понимаются:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытания оборудования повышенным напряжением (кроме работ с мегаомметром).

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, которые требуют проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону — в трех экземплярах. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению. Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

Не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом или распоряжением или утвержденным перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях. Периодичность и объем вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы.

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

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

На ГЭС заземляющий контур электроустановки - это совокупность всех заземлителей, имеющих надёжную гальваническую связь между собой. На Среднеоленекской ГЭС заземляющий контур включает в себя: металлическую арматуру и другие металлоконструкции ГТС, заземлители КРУЭ и связывающие их между собой специальные металлические коммуникации - сетки, полосы и т. д..

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

На подготовленных рабочих местах в электроустановках должен быть вывешен плакат «Работать здесь». На электроустановках, граничащих с рабочим местом, независимо от того, находятся они под напряжением или нет, должен быть вывешен плакат: «Стой, напряжение».

Не допускается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок. Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала.

Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, должны устраняться немедленно.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

Техника безопасности при проведении работ на КРУЭ

При проведении работ следует неукоснительно соблюдать приведенные ниже общие правила техники безопасности:

- В результате достижений в технологии производства современные комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) являются безопасными в эксплуатации.

Однако если эксплуатация данной установки осуществляется персоналом, не прошедшим обучение, с нарушениями установленного порядка, или же установка используется не по своему непосредственному назначению, она может стать источником опасности.

- К работам по монтажу, демонтажу, эксплуатации, техническому обслуживании и ремонту данного оборудования должны допускаться только лица, предварительно ознакомившиеся с руководством по эксплуатации и уяснившие для себя его смысл. Это особенно относится к правилам техники безопасности.

- Предписания предупредительных табличек, прикрепленных к оборудованию, следует неукоснительно соблюдать.

-Установка и ее компоненты могут использоваться только по прямому назначению.

- Необходимо выполнять требования нормативов по технике безопасности.

- Заземление. Все элементы корпуса установки и несущая рама должны подключаться к системе заземления в указанных точках.

Не допускается ни ослабление, ни удаление заземляющих соединений. Заземление нулевых, токоведущих проводников осуществляется посредством заземлителей. При этом должны соблюдаться действующие нормативы по технике безопасности.

Техника безопасности во время эксплуатации КРУЭ

- К эксплуатации установки должны допускаться только лица, предварительно прошедшие инструктаж.

- Оператор установки обязан следить за тем, чтобы на установке работали только лица, имеющие соответствующий допуск.

- Оператор должен быть знаком с рабочими и индикаторными элементами установки.

- Оператор должен незамедлительно информировать своего непосредственного руководителя о возникновении на установке ситуаций, которые могут неблагоприятно сказаться на безопасности.

- Монтаж, демонтаж, техническое обслуживание и ремонтные работы на установке разрешается проводить только после отключения и обеспечения безопасности в соответствии с принятыми нормами.

Техника безопасности при техническом обслуживании и ремонте КРУЭ

- Используемые при работе материалы и средства защиты необходимо подготовить до начала работ по техническому обслуживанию и ремонту.

- К работам по монтажу, демонтажу, эксплуатации, обслуживанию и ремонту КРУЭ может быть допущен только технический персонал, предварительно прошедший соответствующий инструктаж.

- Перед началом работ по монтажу, демонтажу, эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту компонентов установки необходимо отключить эти компоненты и обеспечить их безопасность в соответствии с принятыми нормами.

- Разрешается использовать только запасные части, выпускаемые изготовителем оборудования.

- После каждого ремонта необходимо провести функциональные испытания соответствующей части установки.

- Компоненты установки можно вводить в эксплуатацию только при условии отсутствия людей в опасной зоне.

- Следует неукоснительно соблюдать процедуры и периодичность технического обслуживания и ремонта, указанные в руководстве по эксплуатации.

- Следует также неукоснительно соблюдать особые правила безопасности при работе с элегазом.

- Ключевая система блокировки. Для обеспечения безопасности работающего персонала разъединители и заземлители могут быть зафиксированы в положении включено и отключено при помощи навесных замков с различными ключами.

Правила техники безопасности при работе с элегазом

При работе с элегазом должны соблюдаться стандарты МЭК 376, 480 и 1634.

Требования инструкций и правил по технике безопасности, выпущенных поставщиком элегаза и изготовителем сервисного оборудования, местные нормативы должны быть также соблюдены.

По причинам защиты окружающей среды не разрешается выпускать элегаз в атмосферу, так как наличие элегаза в воздухе способствует возрастанию парникового эффекта.

Любые баллоны, содержащие сжатый газ, являются взрывоопасными, если они подвержены действию тепла. Поэтому рекомендуется их хранение на открытом воздухе в местах, защищенных от воздействия нагревательных элементов и прямых солнечных лучей.

Удельный вес элегаза больше удельного веса воздуха, поэтому элегаз может накапливаться в расположенных внизу помещениях без вентиляции. При этом изменяется содержание кислорода во вдыхаемом воздухе и возникает опасность удушья для работающего персонала! Входить в такие помещения можно только после того, как они были тщательно проветрены. Для человека химически чистый элегаз является не чувствительным. Противогазы не могут защитить от недостатка кислорода.

В расположенных внизу помещениях должны проводиться в обязательном порядке периодические контроли концентрации элегаза в воздухе с предназначенными для этих целей измерительными приборами.

Электрические разряды, возникающие, например, при операциях коммутации и электрических дугах, приводят к образованию газообразных продуктов разложения и металлических соединений в виде пыли (продуктов разложения).

Продукты разложения не электропроводны, однако при контакте с влагой (открытыми частями установки) они могут образовывать токсичные и коррозионные вещества, например, фторид водорода HF.

Продукты разложения элегаза даже в незначительной концентрации дают резкий запах. Эти продукты раздражают органы зрения, слизистые оболочки, дыхательные пути и незащищенные участки кожи.

Проникающий в рабочее помещение элегаз, содержащий продукты разложения, представляет собой опасность для здоровья персонала, степень которой зависит от концентрации продуктов разложения. Поэтому перед началом работ необходимо убедиться в том, что помещение хорошо провентилировано (за счет проветривания или при помощи вытяжного вентилятора).

Необходимым условием бесперебойной работы установки является поддержанием высокого уровня чистоты в газовых отсеках. По этой причине любое вскрытие оболочек, заполненных газом, должно выполняться с надлежащими предосторожностями.

7.3 Пожарная безопасность

В соответствий с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

Среднеоленекская ГЭС оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Меры по противопожарной безопасности в гидроэнергетике регламентируются требованиями ряда нормативно-правовых актов.

Система мероприятий по обеспечению пожарной безопасности в организациях складывается из трех основных групп:

- мероприятия по установлению противопожарного режима;
- мероприятия по определению и поддержанию надлежащего противопожарного состояния во всех зданиях, сооружениях, помещениях, участках, площадках, кабинетах, отдельных местах и точках;
- мероприятия по контролю, надзору за выполнением правил пожарной безопасности при эксплуатации, ремонте, обслуживании зданий, сооружений, помещений, коммунальных сетей, оборудования, инвентаря и т. п.

В проекте Среднеоленекской ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории помещений сооружений и зданий по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации и средствами автоматического пожаротушения.

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Пожароопасным веществом на ГЭС является масло.

Станционное масляное хозяйство ГЭС обеспечивает: хранение масла, очистку, сушку масла, сбор отработанного масла и его отправку, эксплуатационные и ремонтные работы с маслонаполненным оборудованием. Станционное масляное хозяйство разбито на трансформаторное и турбинное.

Для турбинного масляного хозяйства предусмотрено свое баковое помещение, аппаратная. Аварийный слив масла из бакового помещения предусмотрен в бак аварийного слива турбинного масла. Слив замасленных стоков из этих помещений через трапы выведен в бак аварийного слива трансформаторного масла. Скопившееся масло в каком-либо баке аварийного слива может быть откачено стационарными масляными насосами в автоцистерну и вывезено на переработку.

Для оборудования в аппаратных (маслоочистительное оборудование, насосы) предусмотрены поддоны на случай каких-либо незначительных протечек масла.

Одним из пожароопасных объектов на Среднеоленекской ГЭС являются 4 главных повышающих трансформатора.

Главные повышающие трансформаторы расположены на трансформаторной площадке между машзалом и станционной плотиной. Под каждым из них предусмотрены маслоприемники, предотвращающие растекание масла и распространение пожара при аварии, объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Разлившееся масло и вода при автоматическом пожаротушении трансформатора по маслоотводу из маслоприемника самотеком удаляется в маслоуловитель. Объем маслоуловителя рассчитан на прием полного объема масла в трансформаторе и 80% воды от пожаротушения в течение 30 минут. Маслоуловитель оборудован водяным затвором, который обеспечивает разделение воды и масла.

Так же пожароопасным объектом на Среднеоленекской ГЭС являются 4 гидрогенератора.

Система пожаротушения гидрогенератора постоянно готова к подаче воды на коллекторы пожаротушения генератора. Выводить в ремонт систему пожаротушения генератора можно только в исключительных случаях с разрешения главного инженера. При загорании обмоток генератора: генератор отключить от сети, отключить возбуждение и аварийно остановить, на 5 минут ввести в работу систему пожаротушения генератора.

Протечки масла из сервомоторов попадают на крышку турбины откуда вместе с дренажной водой отводятся самотеком в специальный бак-маслоуловитель. Скопившееся масло в верхней части бака периодически откачивается на утилизацию, а чистая вода отводится в дренажный колодец и откачивается в нижний бьеф. Установка бака-маслоуловителя предусмотрена в каждом из 4 агрегатных блоков. Незначительные протечки масла из гидроцилиндров аварийно-ремонтных затворов, расположенных на входных отверстиях водоприемников, попадают в замкнутое пространство затворной шахты. Перед опорожнением, при ремонте напорного трубопровода масло из затворной шахты собирается с помощью пористого материала (поролоновой губки). В маслонапорных установках, в местах возможных случайных протечек, устанавливаются поддоны.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения (которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара) и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ).

Каждый объект оснащается датчиками обнаружения пожара, с помощью которых осуществляется автоматическое пожаротушение объекта, и системой оповещения о пожаре.

Металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, должны быть защищены негорючими антикоррозийными покрытиями.

Оснащение помещений средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения на центральный пункт управления.

Система водяного пожаротушения объектов ГЭС состоит из секций. Каждая секция имеет контрольно-пусковой узел (КПУ), состоящей из автоматической задвижки с электроприводом и ручной задвижки, манометра для контроля наличия воды от которого происходит распределение воды по узлам.

Во избежание пожара необходимо соблюдать следующие мероприятия: Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Территория станции должна иметь оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Оборудование, оснащаемое средствами автоматического пожаротушения, должно иметь датчики обнаружения возгорания.

7.4 Мероприятия по охране природы Среднеоленекской ГЭС

При проектировании водохранилищ должны учитываться нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, предусматриваться мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Выполнение мероприятий по санитарной подготовке водохранилищ обеспечивает надлежащее санитарное состояние территории в зоне влияния водохранилищ и нижних бьефов гидроузлов. Производство работ по санитарной подготовке зоны затопления и зоны формирования берегов за десятилетний период после наполнения водохранилища должно производиться в полном соответствии с нормативными требованиями и направлено на предотвращение ухудшения качественных показателей воды в водохранилище.

Проектирование мероприятий по санитарной подготовке водохранилищ заключается в определении и обосновании состава и содержания работ по всей зоне влияния водохранилища, охваченной хозяйственной деятельностью, предшествующей проектированию.

При размещении, проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию гидроэлектростанций должно учитываться их влияние на состояние водных биоресурсов и среду их обитания.

Должны предусматриваться меры по сохранению водных объектов, водных биологических ресурсов, обеспечиваться устойчивое функционирование естественных экологических систем и иные необходимые меры по недопущению негативных изменений природной среды, сохранению водного режима, обеспечивающего наиболее благоприятные условия для воспроизводства водных биологических ресурсов.

Водоохранные зоны являются одним из видов экологических зон, создаваемых для предупреждения вредного воздействия хозяйственной деятельности на водные объекты.

Водоохранная зона представляет собой территорию, примыкающую к акваториям рек, озер, водохранилищ и других поверхностных водных объектов, на которой устанавливается специальный режим хозяйственной или иных видов деятельности. В пределах ее выделяется прибрежная защитная полоса с более строгим охранительным режимом, на которой вводятся дополнительные ограничения природопользования.

Выполнение мероприятий по санитарной подготовке водохранилищ обеспечивает надлежащее санитарное состояние территории в зоне влияния водохранилищ и нижних бьефов гидроузлов.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
	Закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 Июня2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Отвод ливневых вод		Строительство
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 Июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Закон «О животном мире»	Эксплуатация
Запрещение ловли в зоне разведения рыбы		Эксплуатация

8 Технико-экономические показатели

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ОАО «РусГидро» на 2016 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» 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.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

1. амортизационные отчисления;
2. расходы по страхованию имущества;
3. эксплуатационные расходы;
4. расходы на ремонт производственных фондов;
5. расходы на услуги регулирующих организаций;
6. налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,7%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы(оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка,тыс.руб/МВт	Величина, тыс.руб./год
ФОТ	243,8	76431,3
Прочие расходы	264,0	82764,0
Итого по ГЭС	507,8	159195,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны, исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО « РусГидро» представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка руб за 1 МВт	Величина, тыс. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	107810	33798,40
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107	1 629,71
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,31	456,38
Итого		36 884,50

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Оленек составляет 4,8 руб. Текущие затраты по гидроузлу с 2022 по 2025 год приведены для целевого варианта в таблице 8.4.

391611 440677

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу, руб.

Наименование	2022 г.	2023г.	2024 г.	2025г.
Амортизационные отчисления, млн.руб.	75473425,97	75473425,97	75473425,97	75473425,97
Расходы на страхование	34391611,02	32280406,94	29689300,85	27679384,65
Эксплуатационные затраты	136855841,73	153627413,45	153627413,42	153627413,46
Расходы на ремонт производственных фондов	14812292,41	13834601,43	12908641,21	12385872,73
Расходы на услуги регулирующих компаний	30739261,32	37498576,21	37498576,21	37498576,21
Налог на воду	5440677,15	7175374,48	7175374,48	7175374,48
Итого	297713110	328028078,8	325312214,4	322596350

Детализация текущих затрат за весь период проекта представлен в приложении .

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1.

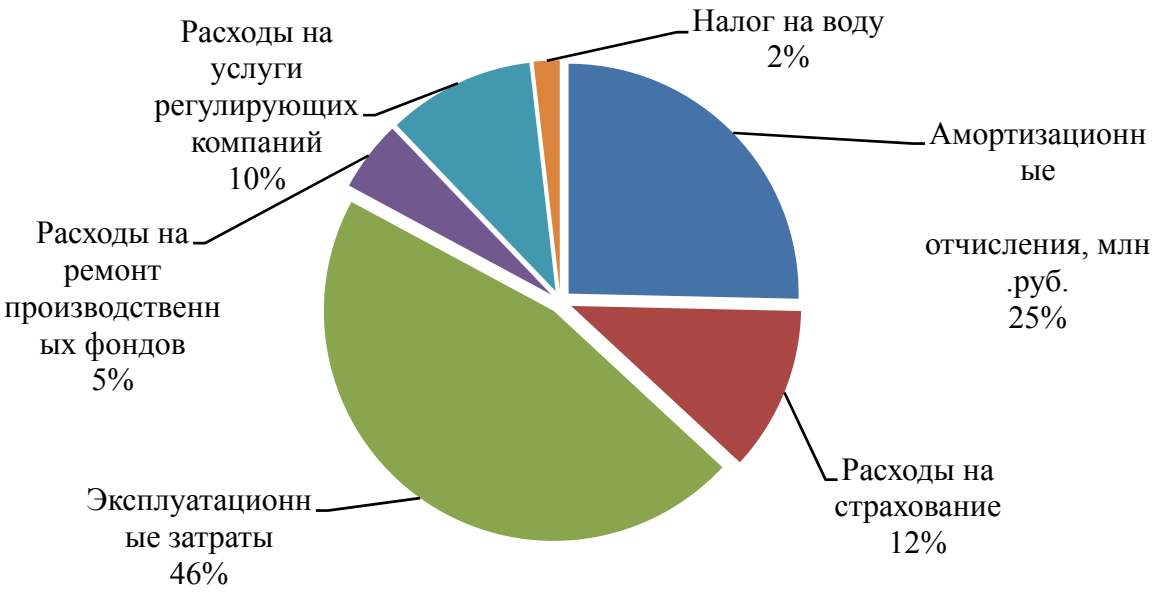


Рисунок 8.1- Структура текущих затрат, %

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Среднеоленекской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности Среднеоленекской ГЭС.

Учтены следующие налоги:

— налог на прибыль - 20 %

— НДС -18%;

— взносы в социальные фонды -34 %

— налог на имущество - 2,2 %;

— налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период с 2022 по 2025 годы приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Налоговые расходы, млн. руб.

Налоги	2022г.	2023 г.	2024 г.	2025г.
НДС	175,367	243,419	262,142	275,620
Взносы во внебюджетные фонды	25,654	24,536	24,536	24,536
Налог на имущество	29,573	25,976	25,976	25,976
Налог на прибыль	129,005	237,637	263,040	276,507

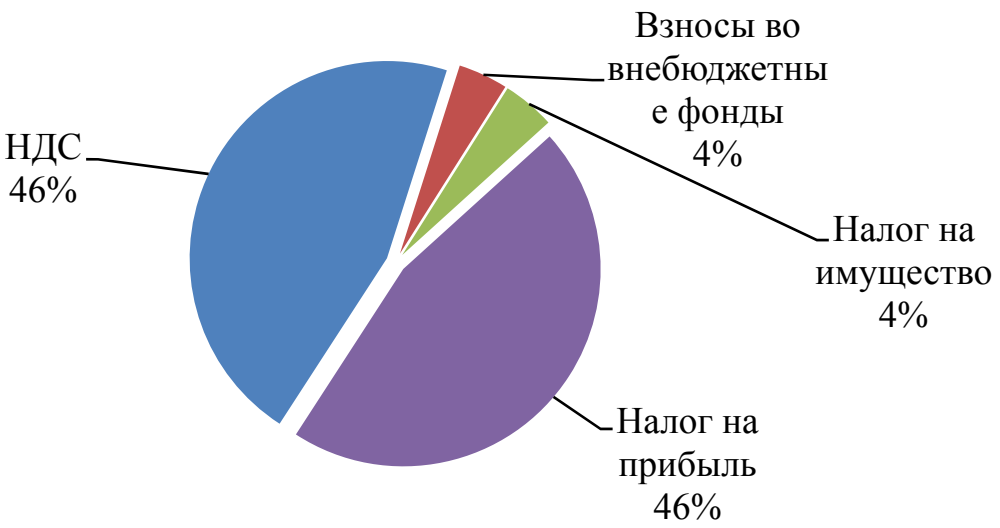


Рисунок 8.2- Структура налоговых расходов, %

8.3 Прибыль

Прибыль-это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Как экономическая категория она характеризует финансовый результат. Прибыль является показателем, наиболее полно отражающим эффективность производства, объем и качество произведенной продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости.

Основной формой отражения производственной деятельности Среднеоленекской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Таблица 8.6 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации, млн. руб.

Наименование показателя	Интервалы планирования			
	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб	1090,35	1358,41	1417,42	1469,56
Текущие расходы, млн.руб	287,71	318,02	315,31	312,59
EBITDA(Валовая прибыль), млн.руб	872,64	103,03	109,21	114,69
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб	168,52	216,07	228,42	239,39
NOPAT(Чистая прибыль), млн.руб	704,11	894,31	943,68	987,57
Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20

Годовая прибыль и Отчет о прибыли и убытках приведены в приложении .

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 2.1.

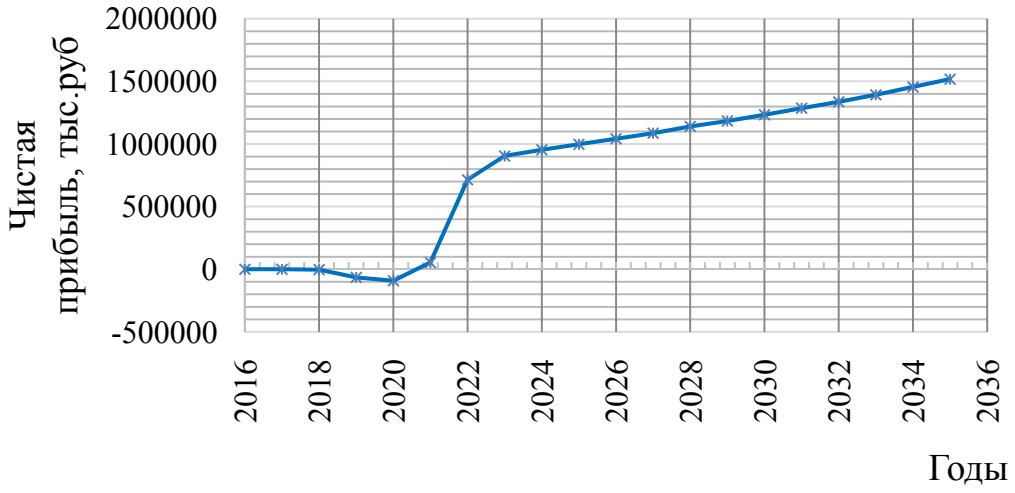


Рисунок 8.3- Динамика чистой прибыли, руб

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения Главноэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии пенред ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и Главноэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert фирмы Expert System. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Среднеоленекской ГЭС составляет двадцать лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2016 года.
3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта- является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.7– Показатели эффективности реализации проекта строительства Среднеоленекской ГЭС

Наименования	Показатели
Ставка дискотирования, %	13,5
Период окупаемости PB, мес.	78
Дисконтированный период окупаемости DPB, мес.	96
Чистый приведенный доход NPV, млн.руб	1047,59
Индекс прибыльности PI	2,15
Внутренняя норма рентабельности IRR, %	31,06
Средняя норма рентабельности - ARR, %	52,34
Модифицированная внутренняя норма рентабельности	25,7
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт*ч	0,82
Удельные капиталовложения, руб/кВт	5938,74

Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	359,6	531,6	575,7	602,6
В федеральный бюджет	341,6	505,0	546,9	572,5
В региональный бюджет	18,0	26,6	28,8	30,1

Предполагаемые поступления в федеральный и региональный бюджеты приведены в приложении .

Структура налоговых поступлений приведена на рисунке 8.4.

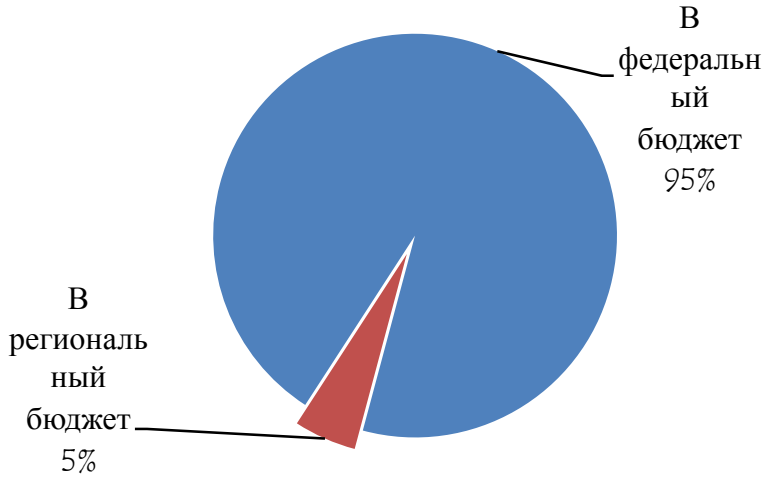


Рисунок 8.4 - Структура налоговых поступлений, %

8.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта–это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (инвестиционные затраты, приток денежных средств, ставка дисконтирования, операционные расходы и т.д.), на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется PI или NPV.

Проект реагирует на изменения ставки налогов, объема инвестиций и объема сбыта.

Типы риска инвестиционного проекта:

1. рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
2. капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
3. операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
4. правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
5. финансовые (процентный, валютный), - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта.

Оценка влияния стоимости строительства, объема используемой выработки электроэнергии, ставки дисконтирования на величину прогнозного тарифа приведена на рисунках 8.5-8.9

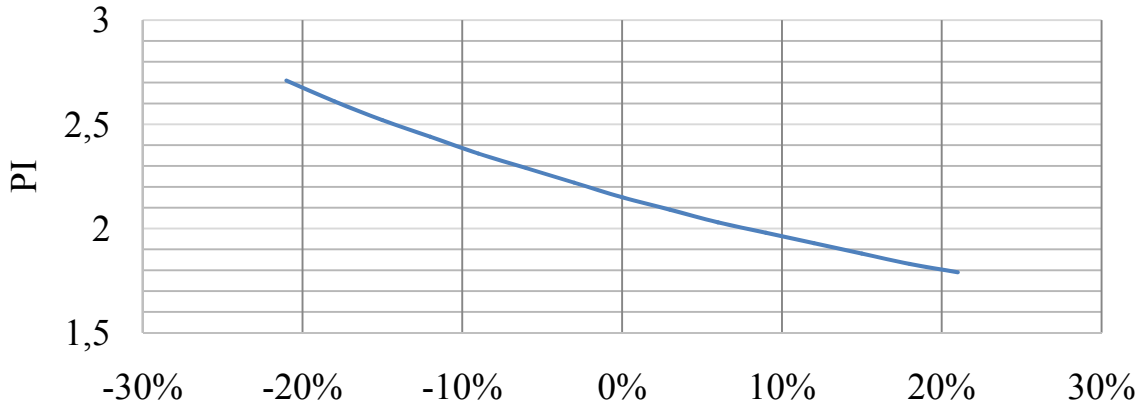


Рисунок 8.5 – Зависимость PI от ставки налогов

По данному графику видно, что увеличение ставки налога влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

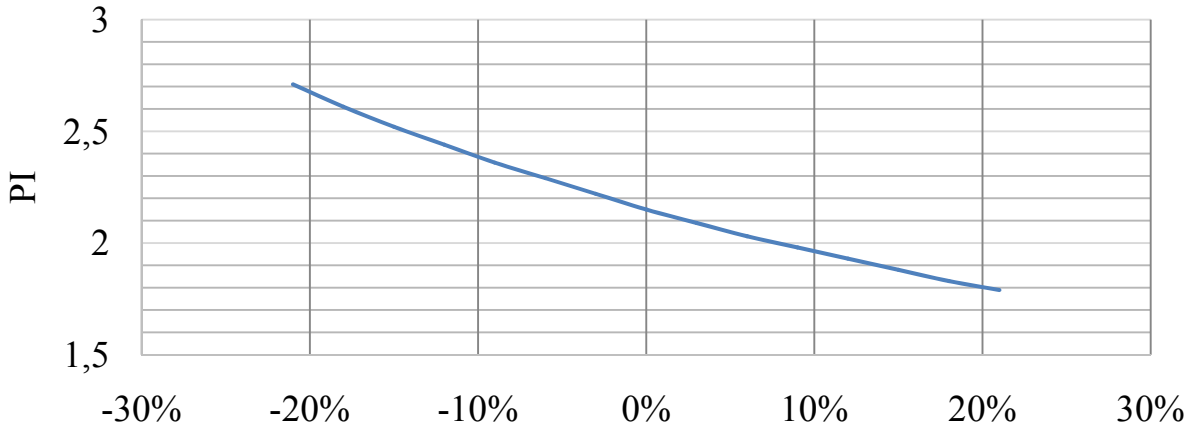


Рисунок 8.6 - Зависимость PI от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

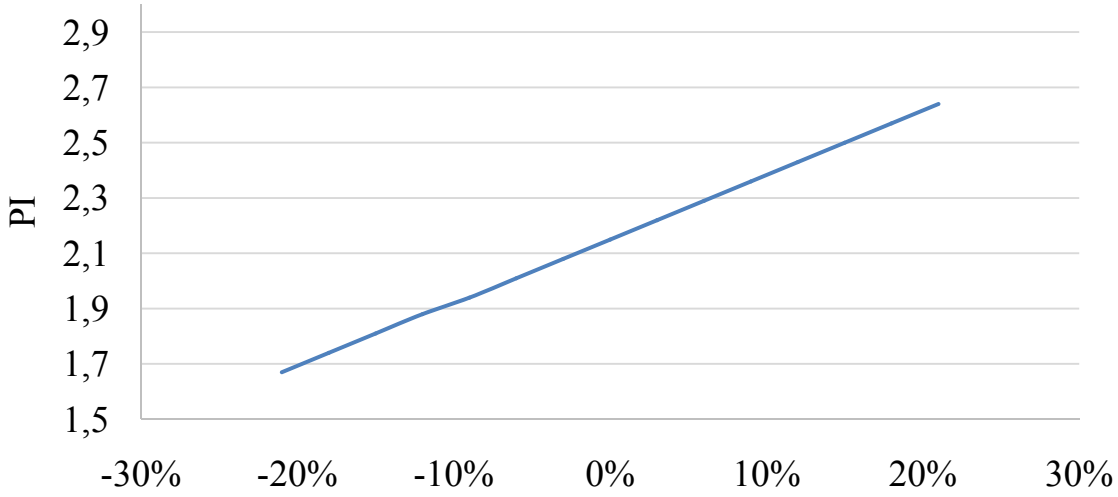


Рисунок 8.7 - Зависимость PI от объема сбыта

По данному графику видно, что при увеличении объема сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

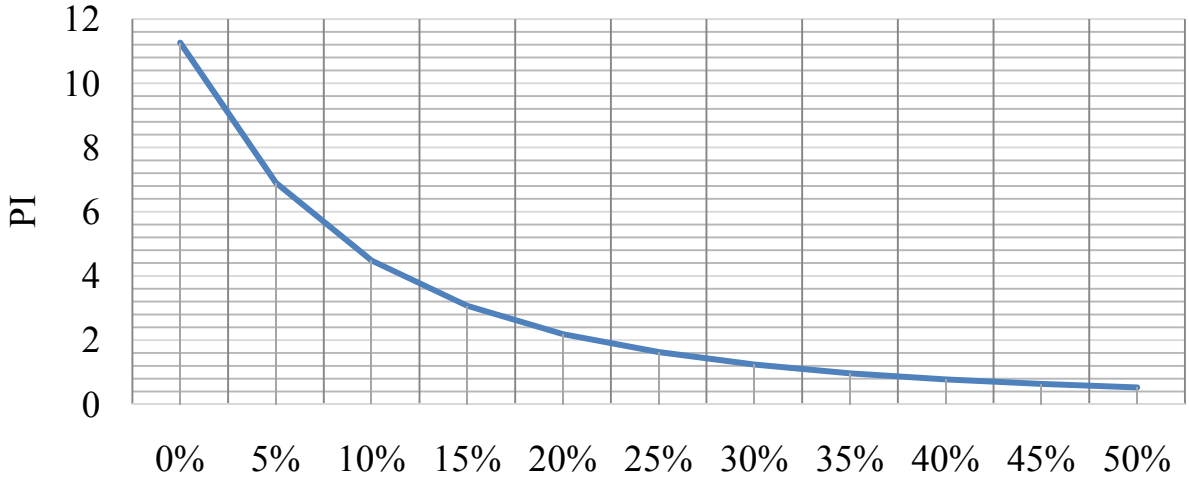


Рисунок 8.6 – Зависимость PI от ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

8.8 Финансирование проекта

Финансирование осуществляется за счет следующих источников:

1) собственные средства ОАО «РусГидро»;
2) собственные средства ФСК на строительства ЛЭП для выдачи мощности и электроэнергии;
3) привлечение кредитных средств;

Собственные средства формируются за счет чистой прибыли и амортизации. Величина собственных средств представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Величина собственных средств

Год	2022	2023	2024	2025
Чистая прибыль, млн.руб	763,1	897,6	984,5	1082,4
Амортизация отчисления, млн.руб	75,4	75,4	75,4	75,4
Итого	838,5	973,0	1059,9	1157,8

Величина собственных средств приведен в приложении .

Сумма кредитных ресурсов для реализации проекта представлена в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Сумма кредитных ресурсов

Результат подбора кредита	Дата	Сумма (млн.руб)	Срок
	01.03.2016	10357,3	240 м

Рассматривая денежный поток от реализации проекта (рисунок 5.1) видно, что в 2023 году появляются свободные денежные средства, которые

целесообразно инвестировать. Размещение средств в инвестиции показано в таблице 8.11.

Таблица 5.3 - Сумма инвестиций

Наименование	Сумма (млн.руб)	Дата	Срок, мес.
01.03.2023	105,3	01.03.2023	12
01.03.2024	1 231,5	01.03.2024	12
01.03.2025	2 387.4	01.03.2025	12
01.03.2026	3 699,1	01.03.2026	12
01.03.2027	4 352,6	01.03.2027	12
01.03.2028	6 641,2	01.03.2028	12
01.03.2029	7 724,3	01.03.2029	12
01.03.2030	8 698,1	01.03.2030	12
01.03.2031	10 686,9	01.03.2031	12
01.03.2032	11 497,3	01.03.2032	12
01.03.2033	13 248,7	01.03.2033	12
01.03.2034	15 365,2	01.03.2034	12

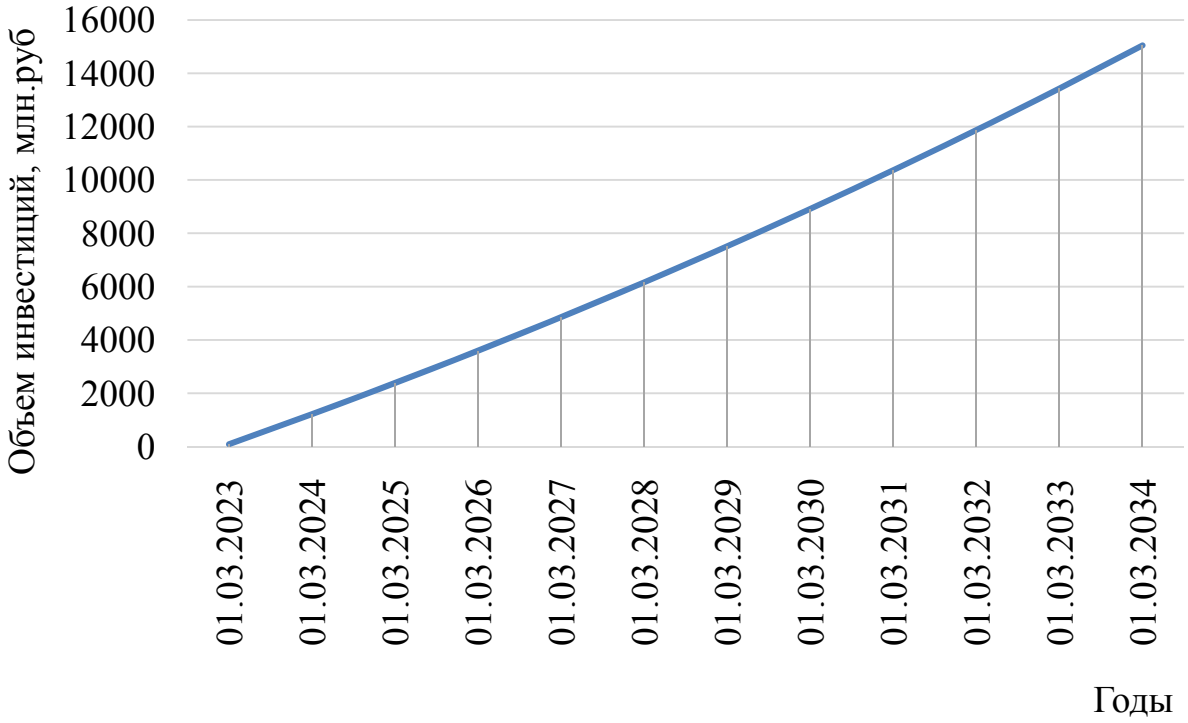


Рисунок 5.1 - График инвестиций

9 Выбор устройств коммутации ответственных потребителей в СОПТ

9.1 Состав и режим работы системы оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока (СОПТ)- это совокупность источников питания, коммутационных и защитных электрических аппаратов, электрических цепей и потребителей постоянного тока. Основной задачей СОПТ является обеспечение надежного питания потребителей постоянного тока как в нормальном режиме, так и при аварийном исчезновении переменного напряжения в системах собственных нужд (СН) переменного тока.

Нагрузки системы постоянного тока могут быть отнесены к трем видам:

- постоянная - соответствует току, потребляемому в нормальном режиме работы и остающаяся неизменной в течение режима аварийного исчезновения переменного напряжения в системе СН;

- временная - соответствует току, потребляемому при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе СН станции и характеризует установившийся режим аварийного разряда;

- толчковая - кратковременная нагрузка продолжительностью не более 5 с характеризующая переходный режим аварийного разряда.

Классификация потребителей постоянного тока по характеру нагрузки приведена в таблице 9.1.

Табл.9.1 классификация потребителей постоянного тока

Постоянная нагрузка	Временная нагрузка	Толчковая нагрузка
Устройства управления, сигнализации, релейной защиты и логической блокировки	Инверторы резервного питания АСУ ТП, САУ ГА	Включение и отключение приводов выключателей
Устройства противоаварийной автоматики и автоматизированных систем управления	Начальное возбуждение гидрогенераторов	Срабатывание устройств РЗА и ПА.
Постоянно горящие лампы аварийного освещения	Аварийное освещение	
Устройства связи обеспечивающие передачу сигналов РЗА и ПА		

Возможны следующие режимы работы СОПТ:

• нормальный режим — режим обеспечения питания потребителей СОПТ при нормальном режиме работы системы СН переменного тока станции и исправности зарядно-подзарядных устройств и цепей их питания. Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда;

• аварийный режим — режим возникающий при нарушении нормального режима работы всей или части СОПТ, связанный с повреждением оборудования СОПТ, ухудшением качества электроснабжения или перерывом электроснабжения потребителей СОПТ;

• режим аварийного разряда — режим обеспечения питания потребителей СОПТ при аварийном исчезновении переменного напряжения в системе СН переменного тока станции. Режим аварийного разряда является расчетным при обосновании конфигурации системы и выбора технических характеристик оборудования СОПТ.

Источники питания СОПТ должны обеспечивать надежное питание потребителей с обеспечением требуемого уровня напряжения в режиме аварийного разряда при исчезновении переменного напряжения в системе СН переменного тока на время не менее 30 минут с учетом питания от каждого из взаиморезервируемых источников. В течение времени аварийного исчезновения переменного напряжения в установившемся режиме нагрузка равна сумме постоянной и временной нагрузок. Наиболее удобной формой анализа работы потребителей системы постоянного тока является построение графика нагрузок Iрасч=f(t) для режима аварийного исчезновения переменного напряжения в системе СН.

9.2 Стационарные аккумуляторные батареи

Стационарные аккумуляторные батареи являются наиболее распространёнными химическими источниками постоянного тока в энергетике. К основным потребителям постоянного тока относятся системы управления, гарантированного питания, автоматики, связи, аварийное освещение, электродвигатели и электромагниты выключателей.

Стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы могут быть разделены на три группы по способу соединения с внешней средой.

- 1-я группа – открытые аккумуляторы известные ещё с конца 19 века. Пластины устанавливаются в открытые баки (стеклянные, эбонитовые, деревянные со свинцовой «рубашкой») и свариваются между собой. Такие аккумуляторы поставляют в разобранном виде со сборкой на месте эксплуатации. Эксплуатация батарей такой конструкции требует мощной

при- точно-вытяжной вентиляции и постоянного внимания со стороны обслуживающего персонала, наносят вред здоровью людей и окружающей среде и как следствие, сегодня никем не производятся. К рассматриваемому типу аккумуляторов относятся отечественные аккумуляторы типа СК с положительными пластинами большой поверхности (типа «Планте») и коробчатыми отрицательными. Уменьшение выноса аэрозолей серной кислоты обеспечивается только за счёт отражательных стёкол.

- 2-я группа – открытые малообслуживаемые аккумуляторы характеризуются герметичным соединением бака с крышкой, а также герметичными уплотнениями токовыводов (борнов). Удаление газов из аккумуляторов осуществляется через вентиляционную пробку, которая может выполняться следующим образом:
- лабиринтная вентиляционная пробка, которая обеспечивает сво- бодный выход газов; аэрозоли удерживаются за счёт лабиринтной конструкции и системы отражателей;
- вентиляционная пробка с аэрозольным фильтром на основе порис- той керамики, практически полностью исключает вынос аэрозолей из аккумулятора;
- каталитическая пробка типа Agra Gen, обеспечивающая рекомби- нацию газов, образующихся при работе аккумулятора и исклю- чающая необходимость периодической доливки дистиллированной воды.
- 3-я группа — герметизированные необслуживаемые аккумуляторы VRLA. За счет практически полной рекомбинации газов внутри аккумулятора, что достигается конструктивно и соблюдением режимов заряда, газовыделение при эксплуатации полностью исключено. Каждый аккумулятор имеет клапан, который устанавливается в заливочное отверстие. К этой группе аккумуляторов относятся две технологии: технология dryfit с загущенным представляющим же- леобразную массу электролитом и технология AGM с электролитом, абсорбиро- ванным в сепараторе из стекловолокна.

9.2.1 Определение технических характеристик элементов системы постоянного тока

Наиболее достоверным способом определения фактической разрядной ёмкости аккумулятора или аккумуляторной батареи является проведение контрольного разряда. Проведение контрольного разряда обязательно при вводе батареи в эксплуатацию и в процессе эксплуатации в зависимости от

условий эксплуатации и технического состояния по усмотрению эксплуатационного персонала.

Можно так же считать необходимым проведение контрольного разряда при достижении среднего срока возможной эксплуатации гарантированной производителем, для оценки фактического состояния батареи и обеспечения требуемого резерва времени для ее замены в случае преждевременной потери ёмкости, либо для своевременного проведения мероприятий по восстановлению ём- кости. Проведение контрольного разряда осуществляется в соответствии и по методике ГОСТ РМЭК 896-1-95, и ГОСТ РМЭК 60896-2-99. Свинцово- кислотные стационарные батареи. Общие требования и методы испытаний. Часть 1. Открытые типы. Часть 2. Закрытые типы.

Перед проведением контрольного разряда аккумуляторная батарея должна быть полностью заряжена. Аккумулятор или батарея считаются полностью заряженными, если в процессе заряда постоянным током (или напряжением) измеряемые напряжение и плотность электролита остаются неизменными в течение 2 часов.

До проведения заряда должна быть записана температура электролита элементов (либо группы контрольных элементов). Средняя начальная темпера- тура рассчитывается как среднее арифметическое отдельных значений. Желательно чтобы температура окружающей среды и электролита были в диапазоне 10-35 ºС и по возможности были близки к 20 ºС. Через 1-24 часа после заряда может быть начат контрольный разряд.

Схема проведения контрольного разряда приведена на рис.9.1.

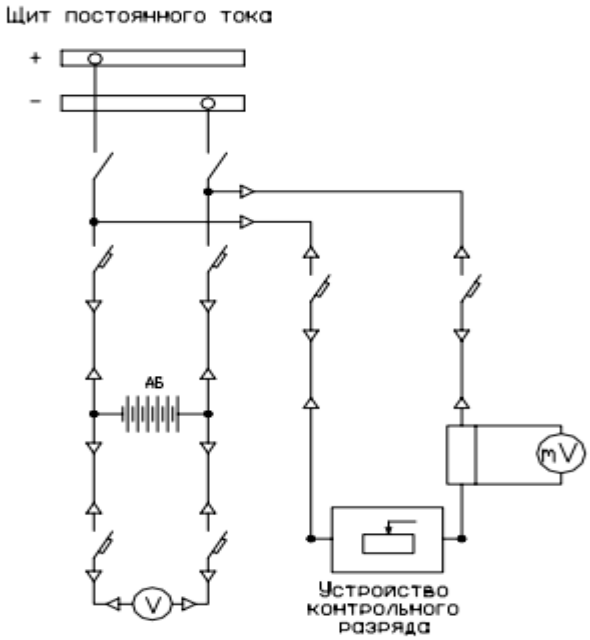


Рис.9.1 Принципиальная схема проведения контрольного разряда

В соответствии с рис.9.1 контрольный разряд проводится с помощью устройства контрольного разряда позволяющего поддерживать ток разряда (как правило, ток десятичасового разряда) с точностью ±1% в процессе всего периода разряда в автоматическом режиме. Допускается снижение точности поддержания тока разряда до ±5% при ручном регулировании. Однако как показывает практика, применение ручного регулирования при использовании специально32 сконструированных устройств разряда позволяет получить точность поддержания тока и менее чем ±1%.

Значение напряжения на выводах аккумулятора или батареи должны записываться через интервалы позволяющие определить момент загиба разрядной характеристики и переход к конечному разрядному напряжению 1,8В/эл для режима разряда током десятичасового разряда. Разряд должен быть прерван, когда напряжение на выводах батареи достигнет значения 1,8·n, где n – количество элементов батареи (при n=103 1,8·103=185,4В). Продолжительность разряда должна быть зафиксирована. Емкость определяется как произведение значения тока на время. В том случае, если начальная средняя температура отличается от стандартного значения 20 ºС значение ёмкости должно быть откорректировано по формуле 9.1.

$$C_ф = \frac{C}{1+\lambda(\gamma-20)}; \qquad (9.1)$$

где Сф — фактическая ёмкость (А·ч);

С — измеренная ёмкость (А·ч);

λ — коэффициент, принимаемый равным 0,006, если иное не оговорено производителем;

γ — начальная средняя температура.

При первом контрольном разряде нового аккумулятора номинальная ёмкость может быть недостигнута (например, у аккумулятора с пластинами большой поверхности). Однако через некоторое время эксплуатации батарея выходит на нормальный режим. Как показывает практика, фактическая разрядная ёмкость новых аккумуляторных батарей, определенная через несколько месяцев эксплуатации, составляет 120-130% номинальной, что объясняется некоторым запасом, заложенным при изготовлении с целью обеспечения номинальных параметров в конце срока эксплуатации.

Выбор аккумуляторной батареи

Требуемое количество и ёмкость аккумуляторных батарей определяется:

• количеством и мощностью потребителей СОПТ;
• компоновкой потребителей СОПТ;
•возможностью выполнения селективной защиты цепей питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых коротких замыканий;
• возможностью обеспечения требуемого уровня напряжений и потребителей в нормальном и аварийном режимах;
• требования обеспечения возможности нормальной эксплуатации АБ и цепей ввода рабочего и резервного питания щита постоянного тока (ЩПТ).

При выборе ёмкости батарей работающих в системе постоянного тока, содержащей цепи взаиморезервирования, следует учитывать, что аварийное исчезновение переменного напряжения в системе СН переменного тока может возникнуть в период ремонта или заряда одной из батарей, либо в момент ремонта цепей ввода рабочего питания любого из ЩПТ, что является нормальным эксплуатационным режимом, для обеспечения которого и предусмотрены цепи взаиморезервирования.

Эксплуатация энергообъектов с единственной аккумуляторной батареей недопустима, так как не позволяет обеспечить режим ее нормальной эксплуатации без снижения надежности питания потребителей постоянного тока.

Для выбора ёмкости батареи необходимо знать расчётный ток аварийного разряда Iрасч, определяемый из графика аварийного разряда Iрасч=f(t) при аварийном исчезновении переменного напряжения, и значение максимального толчкового тока также определяется из этого же графика.

Необходимы также сведения о конфигурации и технических параметрах цепей питания потребителей СОПТ, а также разрядные характеристики предлагаемых к использованию аккумуляторов. Разрядные характеристики могут быть представлены в виде таблиц либо графиков. Желательно избегать применение АБ производителей не предоставляющих характеристики АБ либо ссылающиеся на подобные характеристики других производителей.

Разрядные характеристики позволяют определить необходимую ёмкость аккумулятора выбранного типа по известным току разряда, конечному напряжению на элементе и времени разряда.

9.3 Стабилизаторы напряжения

Обследования СОПТ электростанций показали, что чаще для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей СОПТ, питающихся от 102-104 рабочих элементов АБ, и отсутствии элементов

коммутатора и «хвостовых» элементов, а также при наличии значительных толчковых нагрузок в сочетании с протяженными цепями питания следует использовать стабилизаторы напряжения. Стабилизатор устанавливается в цепи ввода рабочего питания ЩПТ.

В нормальном режиме работы системы СН аккумуляторная батарея, состоящая, как правило, из 102-104 рабочих элементов, работает в режиме подзаряда от зарядно-подзарядного устройства. В случае возникновения аварийного режима — исчезновения переменного напряжения в системе СН (режим аварийного разряда), стабилизатор преобразовывает входное напряжение непосредственно от аккумуляторной батареи в выходное напряжение без промежуточного преобразования в переменный ток.

Стабилизатор позволяет лучше использовать ёмкость аккумуляторной батареи, так как в этом случае она может разряжаться до минимально допустимого значения, например до 1,65–1,7 вольта на элемент, при этом напряжение на шинах щита постоянного тока будет оставаться постоянным.

Стабилизатор позволяет уменьшить в несколько раз сечение кабеля, проложенного к нагрузке, так как можно не учитывать уменьшение напряжения на шинах щита при разряде аккумуляторной батареи.

Стабилизатор напряжения можно представить в виде трехполюсника, который вместе с зарядно-подзарядным устройством включается между АБ и щи- том постоянного тока. АБ, зарядно-подзарядное устройство и стабилизатор являются источником, который запитывает щит постоянного тока(рис.9.2).

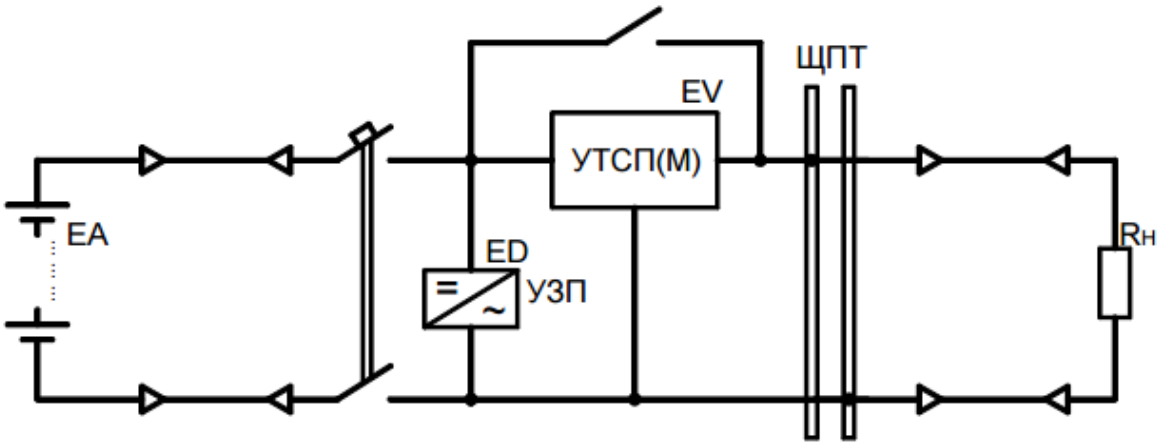


Рисунок 9.2- Принципиальная схема включения устройства стабилизации напряжения.

9.4 Зарядные и подзарядные устройства

Для осуществления заряда и подзаряда аккумуляторной батареи в системах оперативного постоянного тока используются зарядные и подзарядные устройства.

Подзарядные устройства должны обеспечивать подзаряд аккумуляторной батареи (АБ) постоянным стабилизированным напряжением. Значение напряжения поддерживающего заряда устанавливается по рекомендациям производителя АБ и должно обеспечивать компенсацию потерь ёмкости, вызванных саморазрядом или кратковременным разрядом.

При нормальном режиме работы СОПТ подзарядные устройства обеспечивают питание постоянной нагрузки СОПТ.

Зарядные устройства должны обеспечивать заряд АБ любым из рекомендованных производителем АБ способом, включая уравнительный и ускоренный заряд.

Исходя из различного назначения устройств, к ним выдвигаются свои технические требования.

Основные технические требования к подзарядным устройствам

Подзарядные устройства должны обеспечивать выполнение следующих основных технических требований:

1. Точность стабилизации напряжения в режиме поддерживающего за- ряда не должна превышать ±1%. Большинством производителей подзарядных устройств обеспечивается значение точности стабилизации не более ±0,5%.
2. Пульсации выходного тока не должны превышать 5 А на 100 Ач. Замерить величину пульсаций тока без АБ затруднительно, поэтому требование по пульсациям выходного тока заменяется на требование по пульсациям выходного напряжения. Величина пульсации напряжения должна быть такой, чтобы мгновенное напряжение АБ с учетом точности поддержания напряжения было не менее 2,05 В на элемент.
3. Номинальный выходной ток подзарядного устройства должен обеспечивать подзаряд АБ одновременно с питанием постоянной нагрузки СОПТ;
4. Контроль состояния АБ. Под этим требованием понимается контроль целостности цепи «подзарядное устройство–АБ». Эта функция реализуется в подзарядном устройстве или на ЩПТ. Контроль цепи

«подзарядное устройство–АБ» осуществляется следующим образом: производится изменение выходного напряжения подзарядного устройства и контролируется изменение тока в цепи АБ.

5. Термокомпенсация напряжения подзаряда.

В случае, когда оборудование СОПТ располагается в капитальных сооружениях, данное требование не является актуальным, т.к. в таких помещениях поддерживается практически постоянная температура.

Основные технические требования к зарядным устройствам

Зарядные устройства должны обеспечивать выполнение следующих основных технических требований:

1. Напряжение и номинальный ток зарядного устройства должны быть достаточными для заряда АБ любым из рекомендованных производителем АБ методов. Ток заряда, как правило, находится в диапазоне от 0,15 С10 до 0,3 С10, где С10 — ёмкость АБ;
2. Зарядное устройство должно автоматически обеспечивать любой метод заряда АБ — UI, U, IUI. Переход с одной ступени заряда на другой должен осуществляться автоматически по достижению выставленного значения тока или напряжения, или по истечении заданного времени заряда.
3. При напряжении АБ более 2,3 В на элемент в помещении АБ должна быть включена принудительная вентиляция, в противном случае зарядное устройство должно отключиться или перейти в режим подзаряда.

9.5 Принципы построения и требования к схемам СОПТ

Построение схемы электрических соединений СОПТ осуществляется в комплексе с компоновкой электрооборудования, выбором источников питания защитной аппаратуры и кабелей с учетом конфигурации существующих (при реконструкции) либо проектируемых кабельных трасс. Конфигурация схемы электрических соединений проектируемой либо реконструируемой СОПТ определяется следующими требованиями:

• обеспечение требуемого уровня напряжений у потребителей как в нормальном режиме работы, так и в режиме аварийного разряда;

• возможность выполнения селективной защиты питания потребителей СОПТ от металлических и дуговых КЗ;

• обеспечение возможности нормальной эксплуатации аккумуляторных батарей и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ, что подразумевает возможность организации регламентных и ремонтных работ

по обслуживанию АБ и цепей вводов рабочего и резервного питания ЩПТ (проведение контроль- ных разрядов, ускоренного заряда, замена дефектных элементов АБ, ремонт или настройка защитных и коммутационных аппаратов в цепях вводов питания и т.п.) без потери или снижения надежности питания потребителей СОПТ.

• обеспечение возможности проведения ремонтных и регламентных работ без ограничения режимов работы основного оборудования и снижения надежности и питания потребителей СОПТ;

• при реконструкции СОПТ схема электрических соединений и применяемое оборудование должны обеспечить возможность поэтапной реконструкции без ограничения режимов работы основного оборудования; • схема электрических соединений СОПТ должна быть проста и наглядна (для уменьшения вероятных ошибок при оперативных переключениях).

Наиболее рациональным путём реализации перечисленных выше требований особенно с точки зрения возможности поэтапной реализации при реконструкции является методика формирования схемы из функциональных узлов таких как:

• панель ввода питания от АБ и преобразовательных устройств;
• устройства заряда-подзаряда;
• устройства стабилизации;
• панель распределения;
• панель аварийного освещения.

Принципиальные схемы типовых панелей ввода питания от АБ и преобразовательных устройств приведены на рисунках 23, 24, 25. 12.3 Панель ввода рабочего питания устанавливается в непосредственной близости от аккумуляторной батареи.

При реконструкции СОПТ целесообразно размещение панели ввода, зарядно-подзарядных агрегатов и устройства стабилизации в выделенном электротехническом помещении на освобождающихся площадях при замене крупногабаритных аккумуляторных батарей типа СК на более компактные современные малообслуживаемые батареи.

Панель ввода питания является полноценным функциональным узлом, позволяющим обеспечить питанием, как вновь устанавливаемого распределительного щита, так и существующего ЩПТ при реконструкции, оставляя при этом за существующим ЩПТ функции распределительного щита, что позволяет осуществлять поэтапную реконструкцию СОПТ без ограничения режимов работы основного оборудования.

В зависимости от условий панель ввода может быть выполнена без включения в цепь рабочего питания устройства стабилизации, сохраняя при

этом все достоинства возможной компоновки оборудования СОПТ. В этом случае выключатели нагрузки QS-5, 6 и шина +EVв панели ввода не устанавливаются.

В том случае, если проектируемый либо реконструируемый ЩПТ может быть размещен в непосредственной близости от АБ и использование стабилизатора в цепи ввода питания не предусматривается, панель ввода питания конструктивно является частью ЩПТ.

9.6 Выбор защитных и коммутационных аппаратов

Основными функциями защиты сети является препятствование развитию аварии и уменьшению ущерба. При этом следует учитывать, что надёжность зависит не только от надёжности функционирования защиты как устройства, но и от выбора технических характеристик защиты, соответствующих условиям применения, использования методик расчётов соответствующих физической сущности происходящих процессов, а также от правильности выбора расчётных условий. Без учёта этих факторов защита, имеющая высокую надёжность как техническое устройство, может явиться причиной ложных срабатываний (либо не срабатываний), при этом сама защита становится источником аварийности.

Защита сети СОПТ осуществляется, как правило, автоматическими выключателями, предохранителями либо релейной защитой, действующей на независимые расцепители автоматических выключателей.

Конструкция и технические характеристики современных защитных аппаратов разнообразны и при правильном применении могут обеспечить практически любые требования, предъявляемые к защите сети от КЗ.

Аппараты защиты должны удовлетворять следующим требованиям:

• номинальное напряжение аппарата должно быть не менее номинального напряжения сети;

• аппарат должен иметь конструкцию, допускающую его использование в цепях постоянного тока;

• аппараты должны обладать достаточной отключающей способностью, электродинамической и термической стойкостью к действию токов КЗ;

• аппараты должны обеспечивать надёжное отключение всех видов металлических и дуговых КЗ в защищаемых участках сети за минимально возможное по уровням селективности время;

• аппарат должен быть отстроен от излишних срабатываний при допустимых для сети и электрооборудования перегрузках

• должна обеспечиваться селективность действия последовательно

установленных аппаратов при наименьшем возможном времени отключения места повреждения.

Выполнение перечисленных выше требований в основном, обеспечивается подбором параметров защитной аппаратуры, цепей питания потребителей (сечений и длин проводников и кабелей).

9.7 Выбор силовых и контрольных кабелей

Выбор типа и сечения жил кабелей находится в тесной взаимосвязи с компоновкой электрооборудования, мощностью и количеством источников питания и параметрами защитной аппаратуры.

Эта взаимосвязь объясняется тем, что значение сопротивления жил кабелей влияют на значения токов КЗ в сети СОПТ и на значение потерь напряжения в цепях потребителей СОПТ. А значения токов КЗ и тип защитного аппарата в свою очередь влияют на температуру нагрева жил кабелей. Таким образом выбор типа сечения жил кабеля может рассматриваться только в комплексе задач по проектированию системы СОПТ в целом.

Для питания потребителей системы постоянного тока, включая цепи вводов рабочего питания ЩПТ от АБ, следует использовать кабели с медными жилами и изоляцией из не поддерживающего горение поливинилхлоридного пластиката (кабели типа ВВГнг, ВВГнг-LS).

Сечение жил кабеля выбирается с учетом следующих требований:

- сечение жил кабеля должно обеспечивать возможность длительного протекания рабочего тока нагрузки;
- сечение жил кабеля должно быть достаточным для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей в конце режима аварийного разряда;
- сечение кабеля в сочетании с характеристиками защитных аппаратов должно обеспечивать защиту цепи от дуговых КЗ с сохранением термической стойкости кабеля допускающей его дальнейшую эксплуатацию.

Проверка термической и пожарной стойкости кабелей производится в соответствии с требованиями и по методике Циркуляра № Ц-02-98(Э) (О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания).

Расчетными условиями при определении термической стойкости кабеля является металлическое КЗ в конце кабельной линии при нормальном режиме работы СОПТ, отключаемое защитным аппаратом, установленным в начале цепи с учетом полного времени отключения этого аппарата. Если при этом температура жил кабеля не превысит 160°С, кабель считается

термически стойким и пригодным к дальнейшей эксплуатации.

Расчетными условиями при проверке кабелей на невозгорание является дуговое КЗ (среднее среднеквадратичное значение) в начале кабельной линии, отключаемое защитным аппаратом, установленным в начале цепи (в случае использования в качестве защитного аппарата предохранителя), либо отключаемое вышестоящим защитным аппаратом при использовании автоматических выключателей.

При проверке на невозгорание температура кабелей не должна превысить 350°С.

В том случае, если сечение выбранного кабеля превосходит 95мм^2 желательно применение одножильных кабелей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры гидротехнического сооружения I класса−Среднеоленекской ГЭС в рамках гидрологического расчета были определены значения максимальных расчетных расходов для основного (обеспеченностью 0,1%) и поверочного (обеспеченностью 0,01%) случаев: $Q_{0,1\%}$=7657 м^3/с, $Q_{0,01\%}$=8652 м^3/с.

На этапе водноэнергетических расчетов выбрана установленная мощность проектируемой станции, которая составила 313,5 МВт, намечена зона работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Проектируемая станция в основном покрывает полупиковую часть графика нагрузки. По кривой сработки/наполнения водохранилища, с НПУ 100 м, был определен уровень мертвого объема, отметка которого составила 79,93м. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составляет 1,732 млрд.кВт·ч.

Далее была выявлена область допустимой работы гидроэлектростанции, исходя из которой были определены следующие параметры:

− расчетный напор $H_р$=35,0 м;
− минимальный напор H_{min}= 25,0 м;
− максимальный напор H_{max}= 48,0 м.

Из полученного диапазона изменения напора по справочным материалам были подобраны возможные типы гидротурбин. После сравнения рабочих зон турбин, а также руководствуясь принципом минимума суммарных приведенных затрат, принята к установке гидротурбина ПЛ50-В-670 при числе агрегатов равном 3. Также была выбрана система управления гидротурбиной.

По справочным данным для выбранной турбины подобран серийный генератор типа СВ-1230/140-56 с номинальной мощностью 104,5 МВт и синхронной частотой вращения 107,1 об/мин.

Далее, на основе анализа энергосистемы Якутии, было определено напряжение выдачи мощности – 220 кВ. Выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема КРУЭ-220 −шестиугольник. Выбраны блочные трансформаторы типа ТДЦ-160000/220, трансформаторы собственных нужд Т-1600/35.

На основании расчетов токов короткого замыкания определении типы высоковольтных аппаратов КРУЭ: 220 кВ комплектуем элегазовыми ячейками КРУЭ фирмы «Энергомеханический завод» ЯГГ-220. В качестве генераторного выключателя принят элегазовый комплекс, со встроенными ТТ и ТН, разъединителем, заземляющими ножами.

После выбора основного электрооборудования подобраны устройства релейной защиты и автоматики. Выбор шкафов комплексной защиты оборудования остановлен на продукции НПП «ЭКРА», г. Чебоксары.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная грунтовая плотина длиной 272 м;
2. Бетонная водосливная плотина длиной 194 м;
3. Станционная часть плотины 80 м;
4. Правобережная грунтовая плотина длиной 571 м.

В данном разделе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки:

− отметка подошвы водосливной плотины –48,5м;
− отметка гребня водослива –90 м;
− число водосливных отверстий – 11;
− ширина водосливных отверстий в свету – 14м;
−отметка гребня 106,4 м.

В качестве гасителя энергии потока в нижнем бьефе выбран вариант отброса струи.

Для снятия фильтрационного противодавления из специальных галерей устроены цементационная и дренажная завесы.

Плотина разделена на секции постоянными сквозными температурно-осадочными швами по быкам.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,36 и 1,34 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

В следующем разделе были освещены вопросы обеспечения безопасности ГТС, техники безопасности и пожарной безопасности, а также разработан план действий в области охраны окружающей среды при строительстве и эксплуатации Среднеоленекской ГЭС.

После были определены основные технико – экономические показатели:

− общий объем инвестиций в строительство гидроузла – 5938,74 млн.руб;
− дисконтированный срок окупаемости – 6,5 лет;
− удельная себестоимость производства электроэнергии – 82 коп. кВт·ч;

Таким образом, проект строительства СреднеоленекскойГЭС - коммерчески эффективный.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения./Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2003. – 40 с.
3. Васильев, Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие/ Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.: ил.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил.
5. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей/ Д.Л. Файбисович – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005-32 с. ил.
6. СТО РусГидро 01.01.78-2012 (приказ ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 № 665).
7. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденев – СШФ СФУ, 2012.-40с.
8. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф.образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005
9. Погоняйченко И.Ю., Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие . - Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007
10. Оборудование Hyundai Heavy Industries [Электронный ресурс]// «HD Energo». – Режим доступа: http://www. hdenergo.ru.
11. Тернов, А.Ф. Гидравлический расчет водосливной плотины: методические указания к выполнению курсовой работы/ А.Ф. Тернов: СШФ КГТУ, Саяногорск, 2004. – 41 с., ил.
12. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
13. Чугаев, Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергоиздат., 1982. - 672
14. СНиП 2.02.02-85 Основания гидротехнических сооружений/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 48с.
15. СНиП 2.06.04-82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.

16. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.

17. СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.

18. СНиП 2.06.05-84* Плотины из грунтовых материалов/Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1990. – 50с.

19. «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012 - 2037*гг.* (приказ ОАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №62)

20. «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;

21. «Методические рекомендацияи 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.

22. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.

23. СО 153-34.20. 120-2003 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго России (от 08.07.2002 № 204).

24. СО153-34.20. 501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ/ Минэнерго России (№ 229 от 19.06.03).

25. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Ростов н/Д: «Феникс», 2006.-189 с.

26. НПБ 110-99. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализацией. - Ростов н/Д: «Феникс», 2004.-234 с.

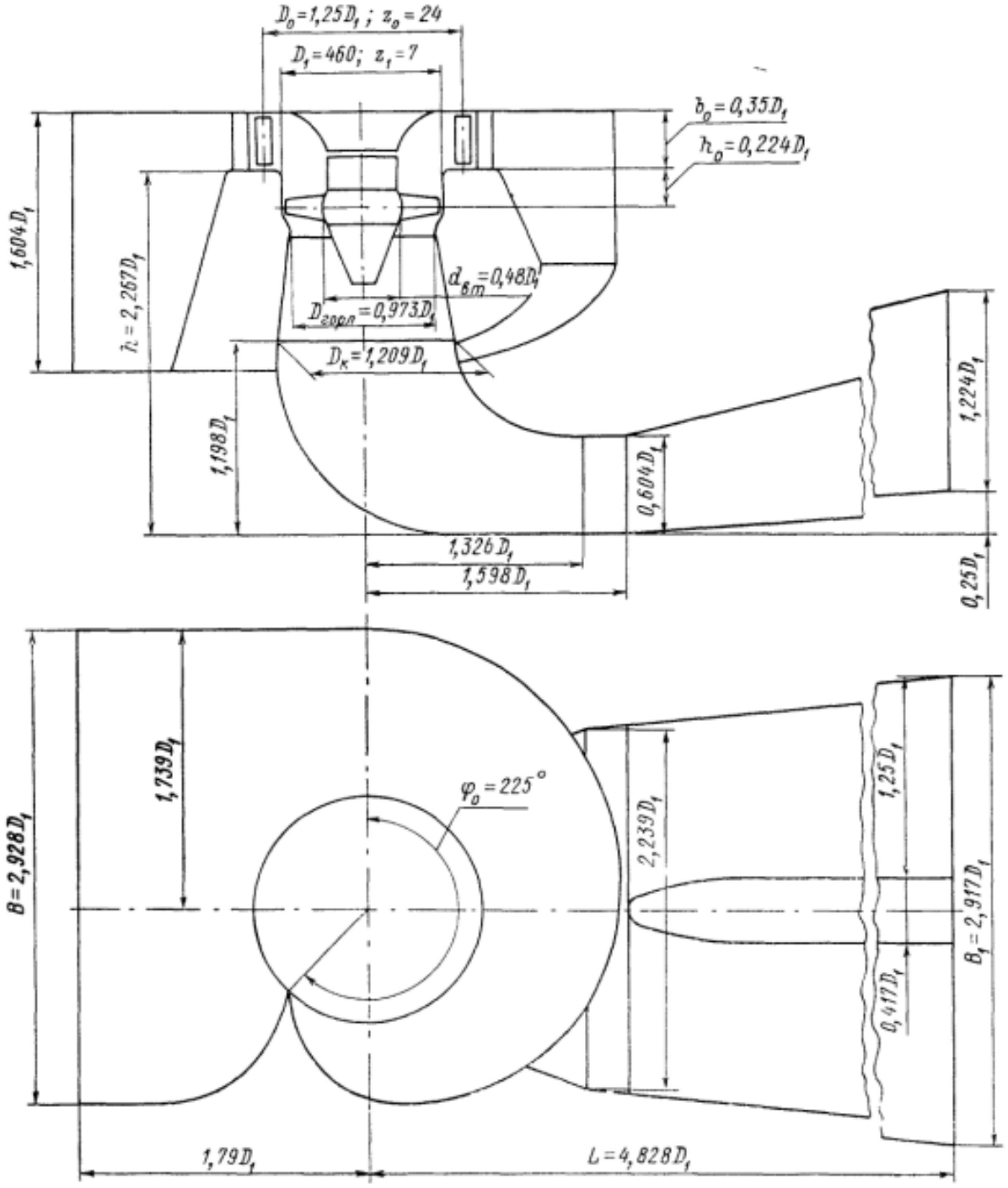
27. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).

28. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.

29. Методические указания по составлению правил использования водных ресурсов водохранилищ гидроузлов электростанций/ Минтопэнерго и МПР РФ (от 01.01.2000 г.).

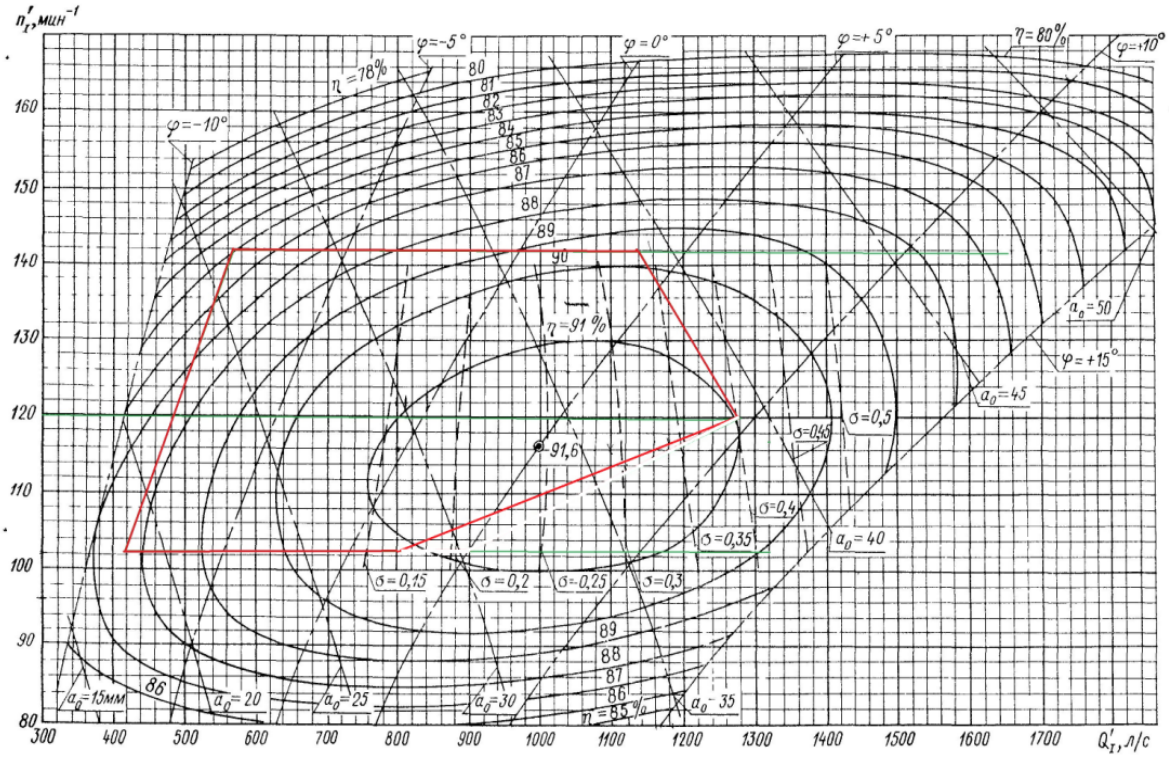
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТЗ)



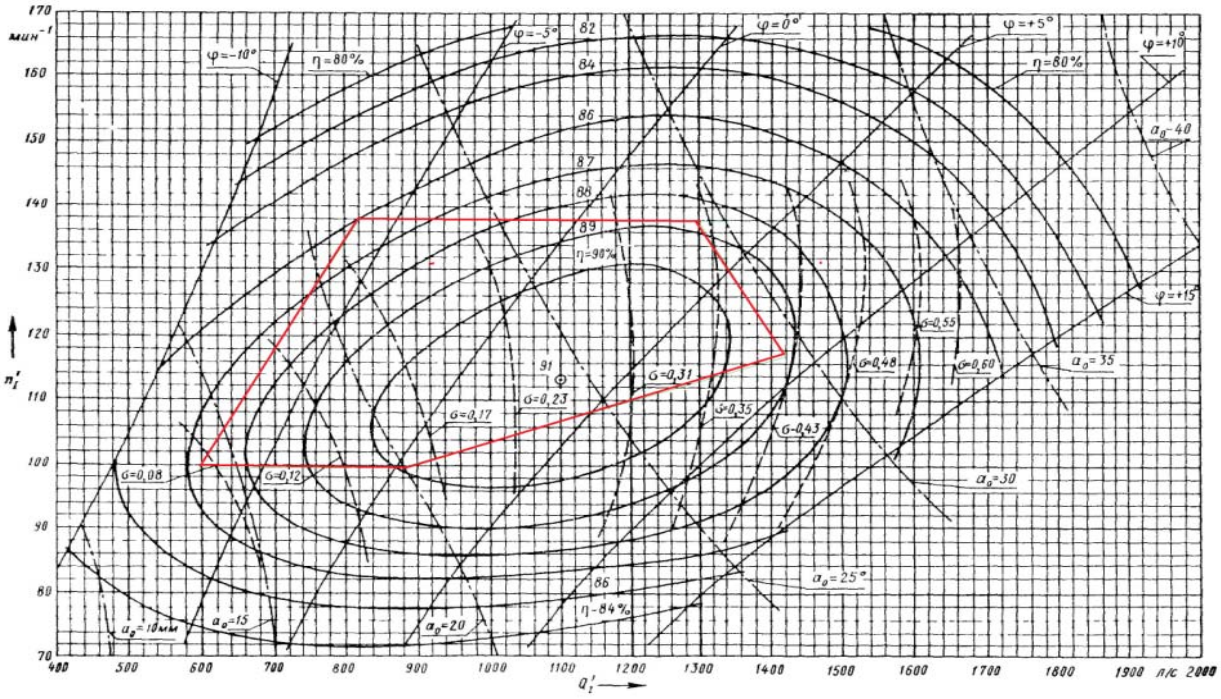
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ



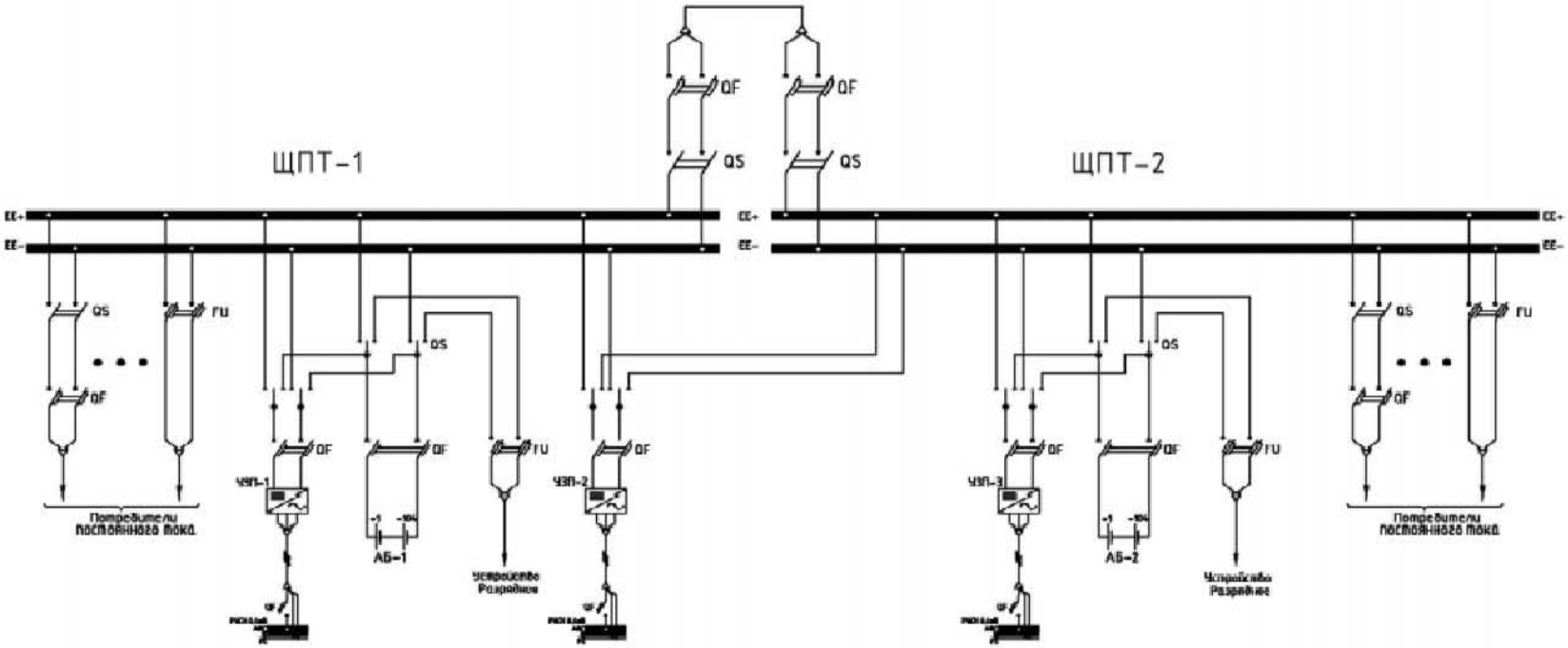
Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и t=21°С

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 50/4015-В-60°-35
№ 4503 МЭИ

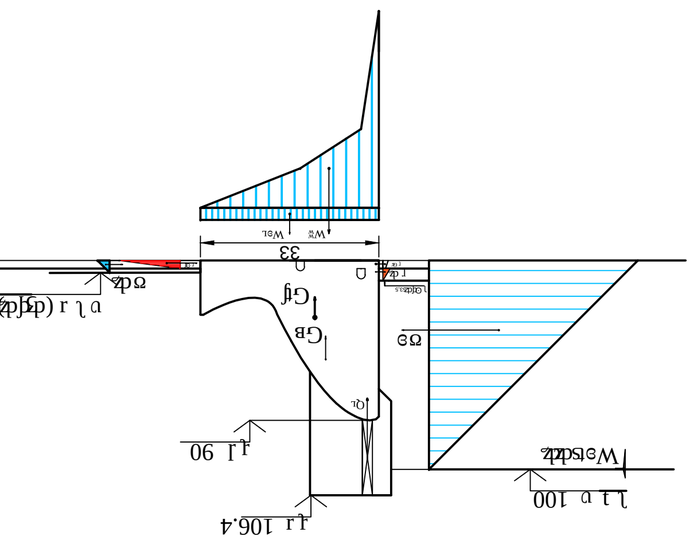


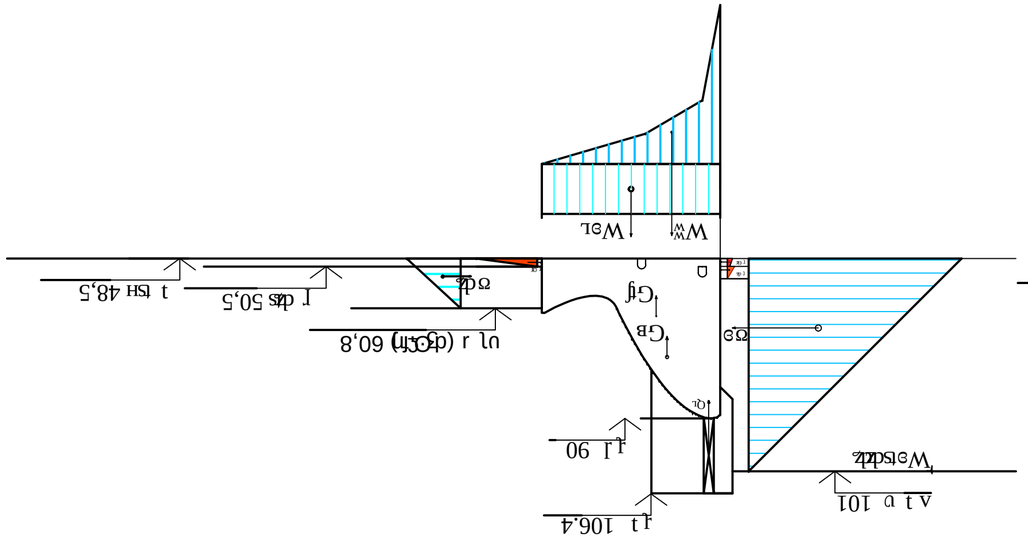
Испытания проведены при напоре гидротурбины 5 м и температуре 16°С

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



Структурная схема системы оперативного постоянного тока





[illegible]

[illegible]

[illegible]

(1:1000)

[illegible]

(1:1000)

106.4
100
90
51,5
50,5
48,5
33
σy
-351,8
-1021,4
σx
-505,2
-386,5
τ
-595,2
0
σ1
-351,8
-1378,5
σ3
-505,2
-29,4
(1:1000)
106.4
101
90
60,8
50,5
48,5
σy
-447,2
-1080
σx
-515
472,3
τ
-569,7
0
σ1
-447,2
-1428,8
σ3
-515
-130,5

Перв. примен.

Справ. N°

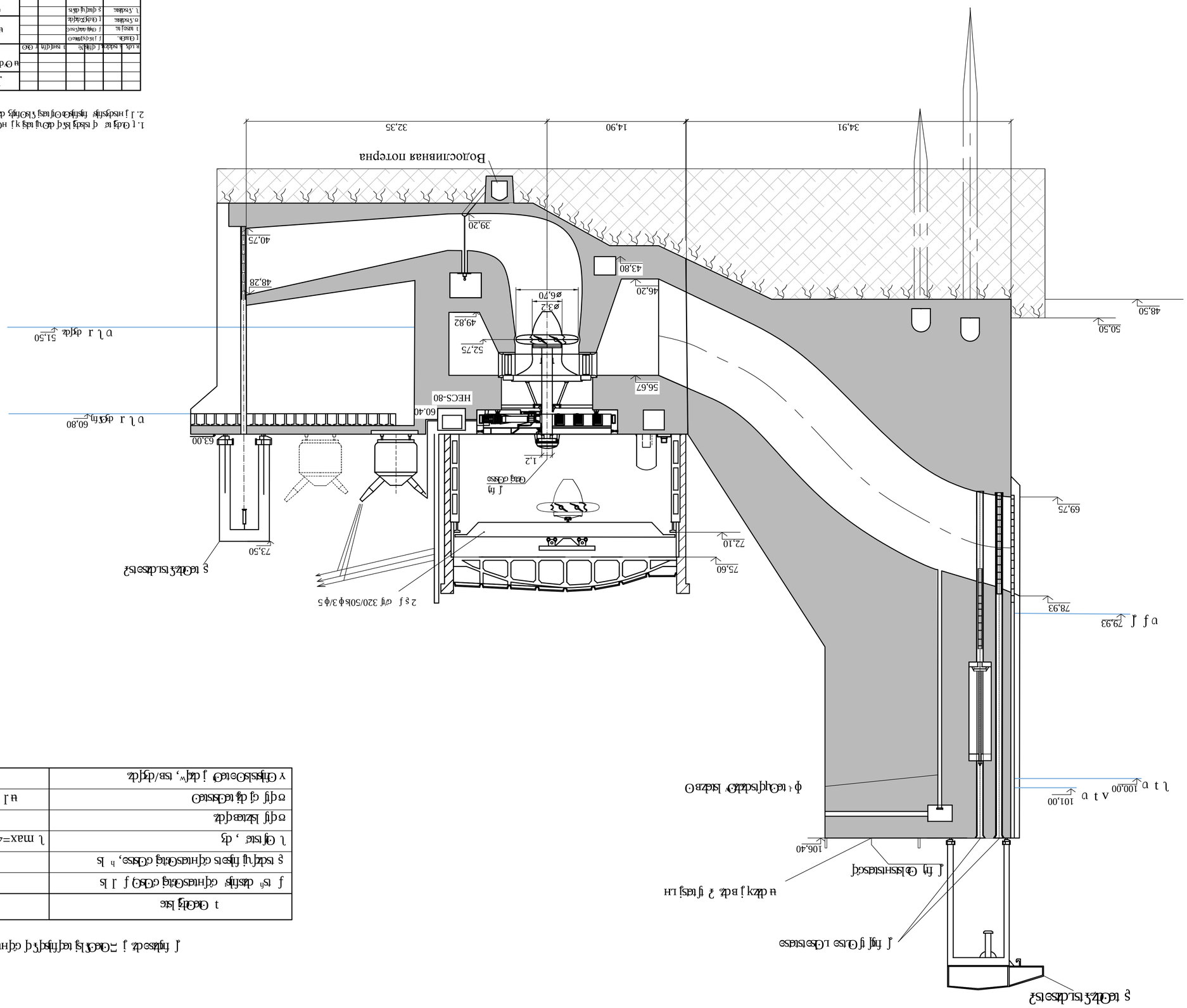
Подп. и дата

Инв. N дубл.

Взам. инв. N°

Подп. и дата

Инв. N° подл.



[illegible]

106,40
101,00
100,00
79,93
78,93
75,60
72,10
69,75
73,50
63,00
60,80
60.40
HECS-80
56,67
52,75
51,50
50,50
49,82
48,50
48,28
46,20
43,80
40,75
39,20
1,2
⌀3,2
⌀6,70
2 [illegible] 320/50[illegible]
Водосливная потерна
34,91
14,90
32,35

[illegible]

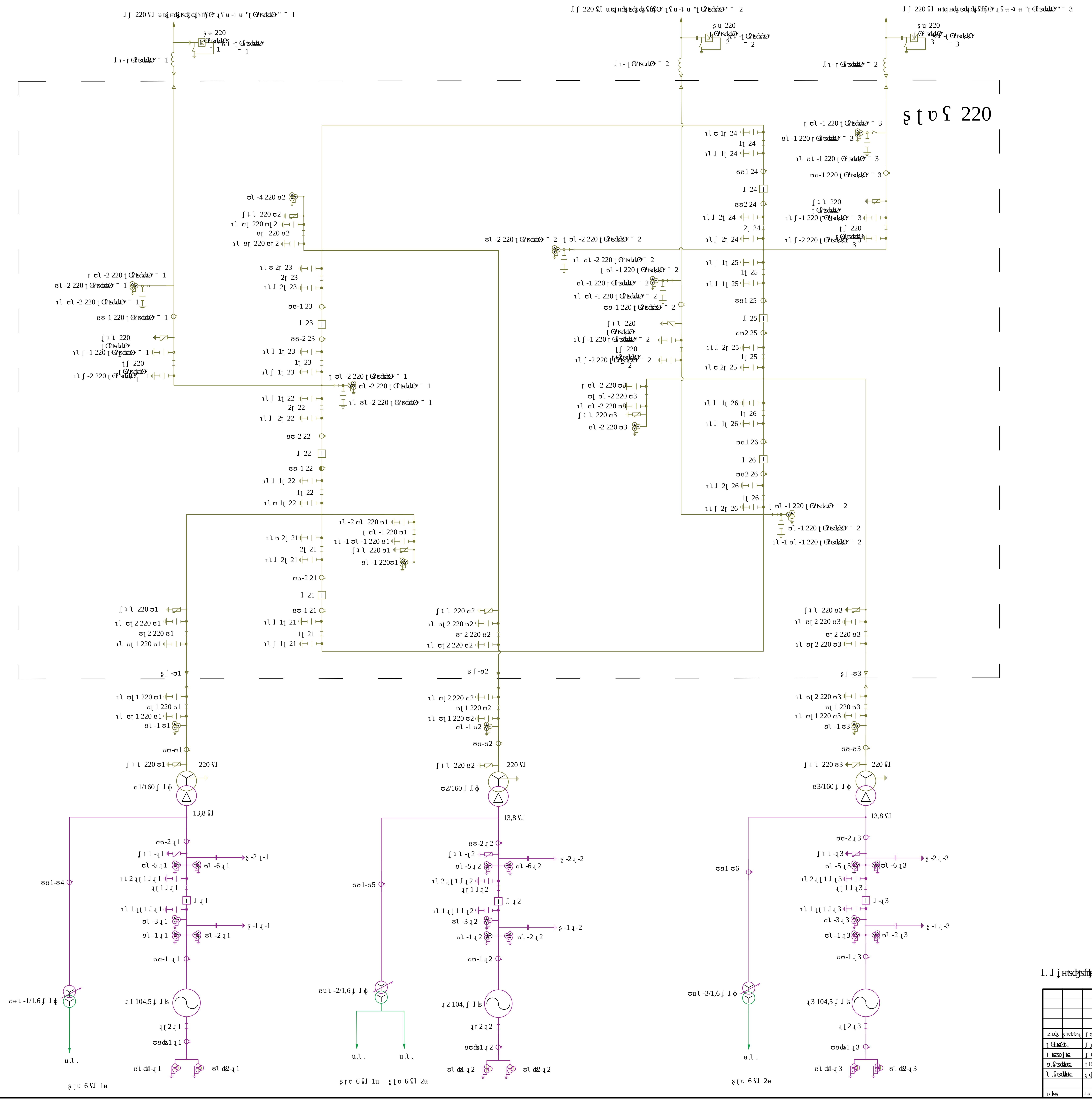
[illegible]	[illegible]
[illegible]	104,5
[illegible]	3
[illegible]	[illegible] max=48; Hp=35; Hmin=25
[illegible]	[illegible] 50-[illegible]-670
[illegible]	[illegible] 1230/140-56 [illegible] 4
[illegible]	107,1

1. [illegible]
2. [illegible] - 140209.65 - 0903807 - [illegible].

[illegible] - 140209.65 - 0903807 - [illegible] 1

[illegible]	[illegible]	[illegible]
	1	1

Кафедра ГГЭЭС, 2016



Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

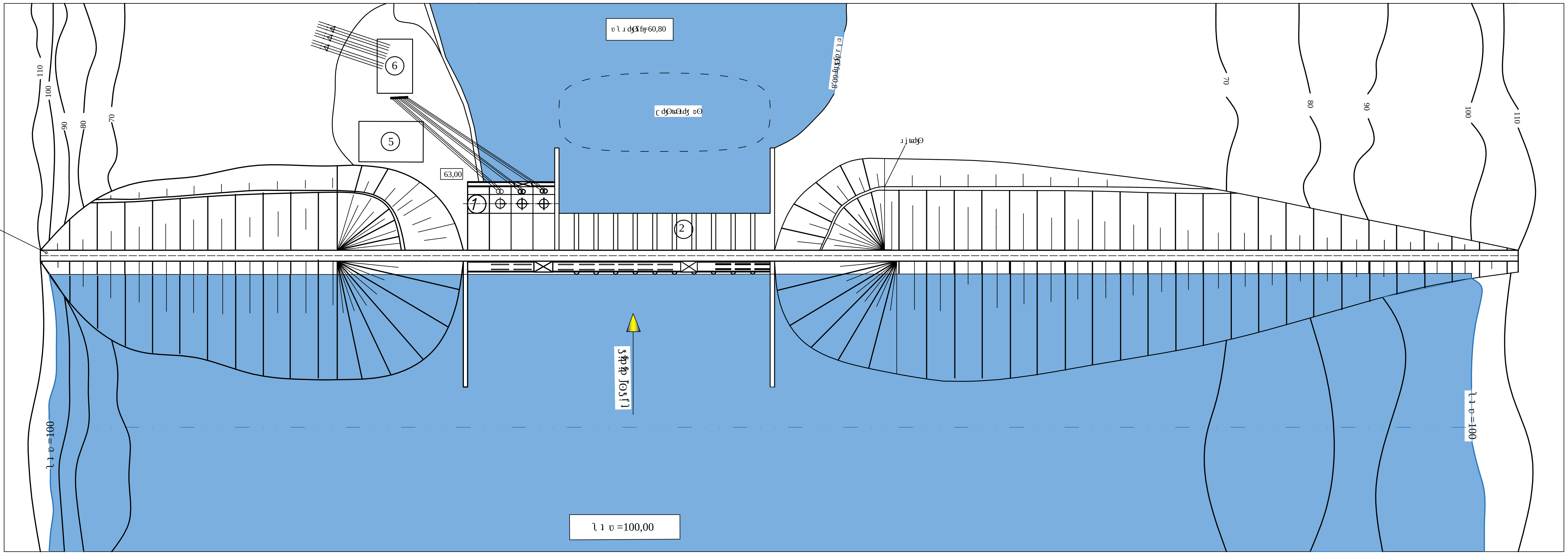
Инв.№ подл.

Кафедра ГТЭЭС, 2016

[illegible]-140209.65-0903807 [illegible]

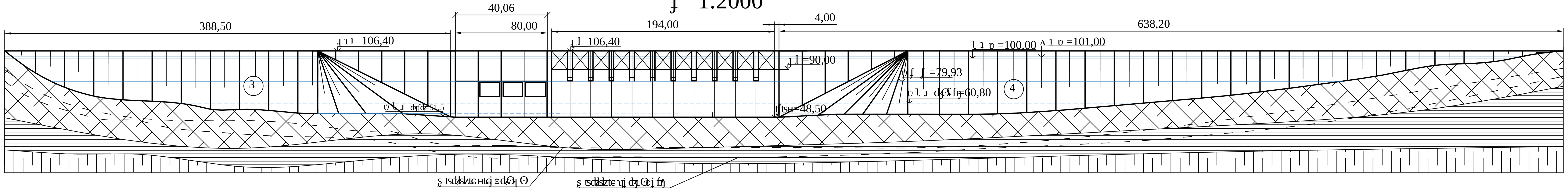
[illegible]

[illegible] 1:2000



[illegible]

[illegible] 1:2000



[illegible]

[illegible]	[illegible]	[illegible]	Примечание
1	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible] проекта. Экспликация сооружений	
2	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	
3	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	
4	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	
5	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	
6	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	
7	[illegible]-140209.65 - 0903807 [illegible]	[illegible]	

[illegible]

№	[illegible]
1	[illegible]
2	[illegible]
3	[illegible]
4	[illegible]
5	[illegible]
6	[illegible] -220 [illegible]

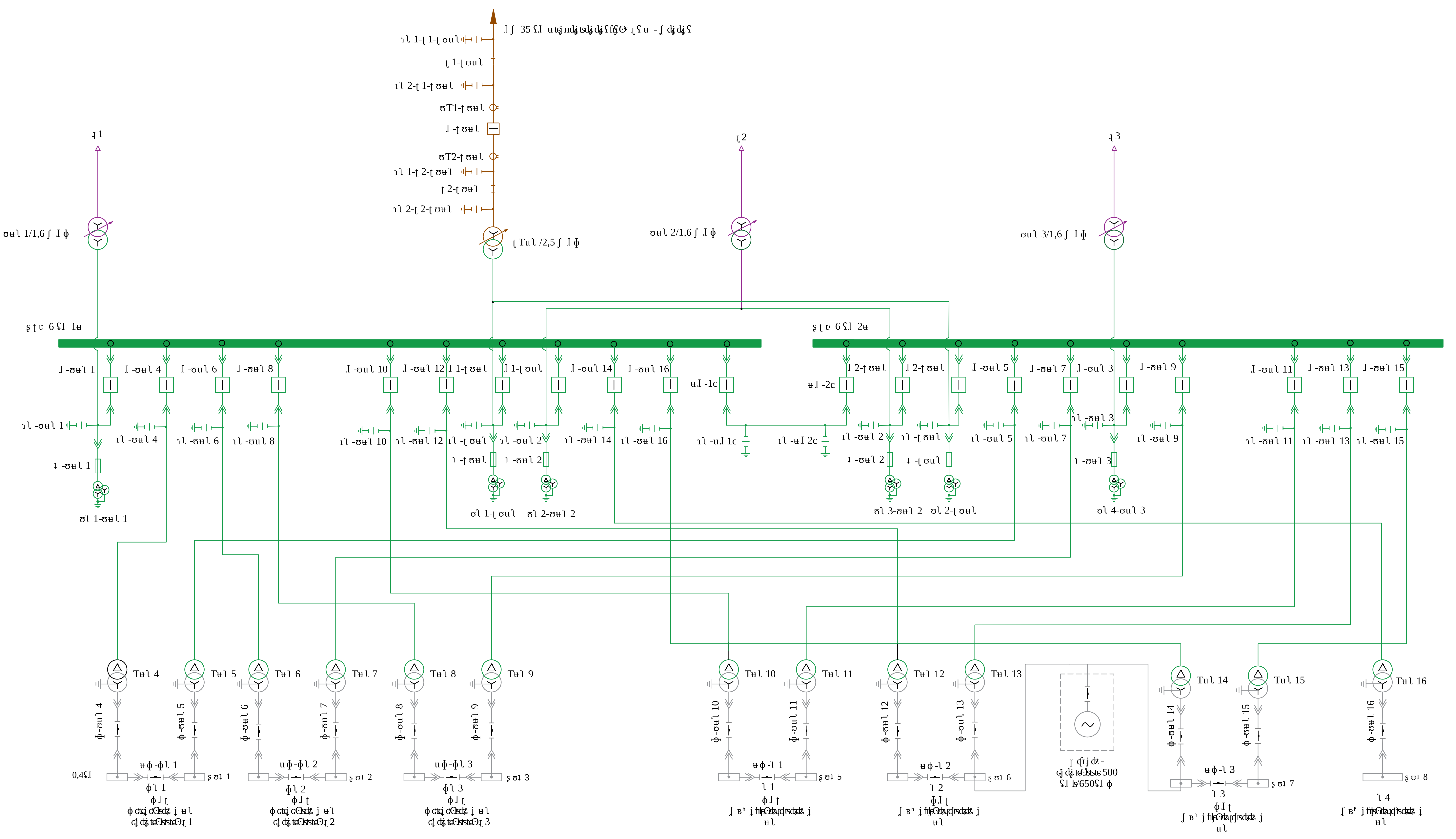
[illegible]:

1. [illegible].

[illegible] - 140209.65 - 0903807 - [illegible]

[illegible]	[illegible]	[illegible]
	1	1

Кафедра ГТЭЭС, 2016



1. … - 140209.65 - 0903807 - …

-140209.65-0903807	
	1	2
Кафедра ГГЭЭС, 2016	

Перв. примен.

Справ. N

Подп. и дата

Инв. N дубл.

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

140209.65-0903807

[illegible]

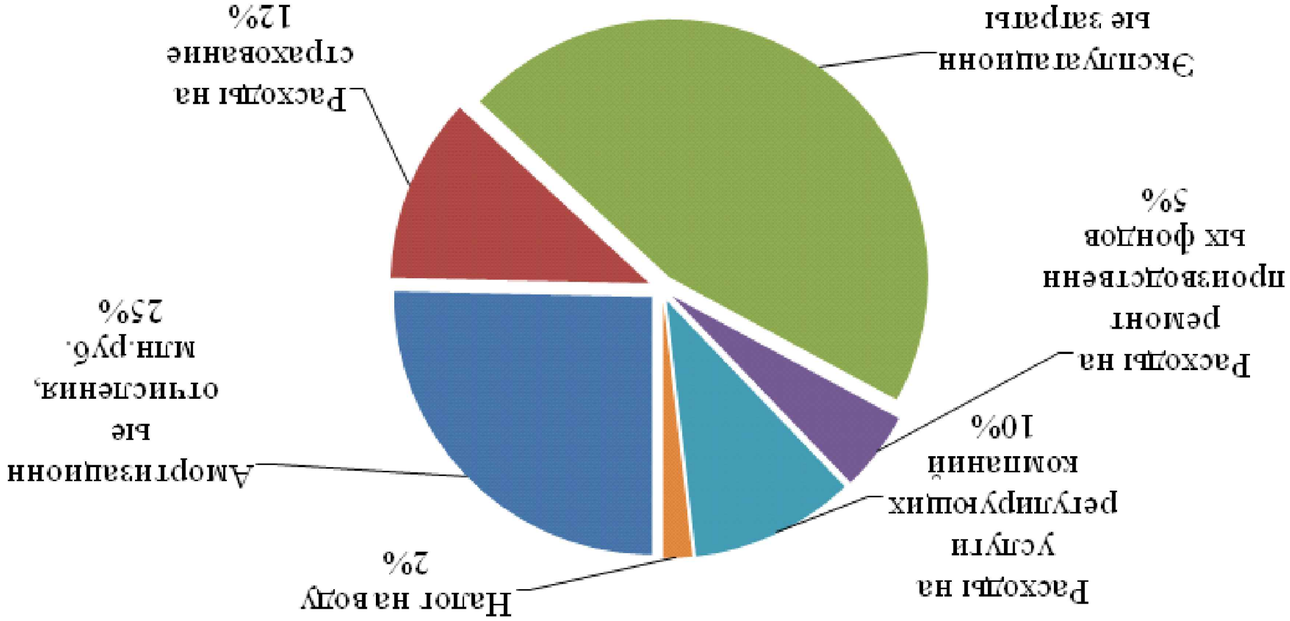
106,40
101,00
100,00
90,00
79,93
63,01
60,80
51,50
50.50
2,50
2,00
≈56,90
≈49,00
11,5
≈93,00
26,40
5
15,80
4
6

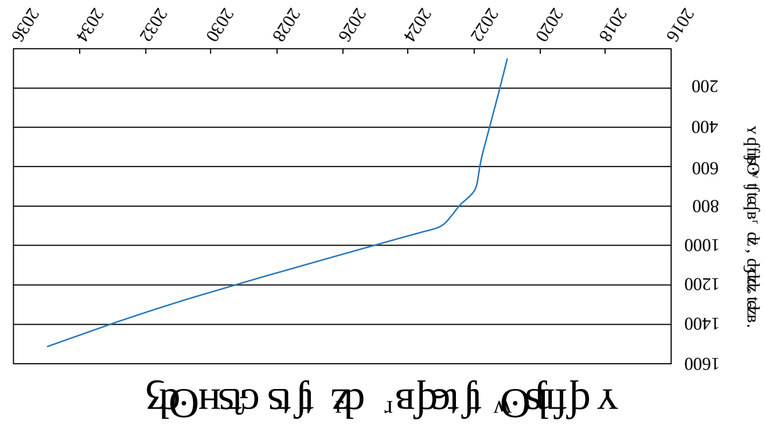
[illegible]

-	[illegible]
1	[illegible]
2	[illegible]
3	[illegible]
4	[illegible]
5	[illegible]
6	[illegible]

1. [illegible].
2. [illegible] - 140209.65 - 0903807 - [illegible].

[illegible] - 140209.65 - 0903807 - [illegible] 3		
[illegible]		
[illegible]	1	1
[illegible]	Кафедра ГГЭЭС, 2016	





[illegible]

[illegible]

[illegible]

Налог на воду 2%
Амортизационные отчисления, млн.руб. 25%
Расходы на страхование 12%
Эксплуатационные затраты 46%
Расходы на ремонт производственных фондов 5%
Расходы на услуги регулирующих компаний 10%

[illegible]

[illegible]

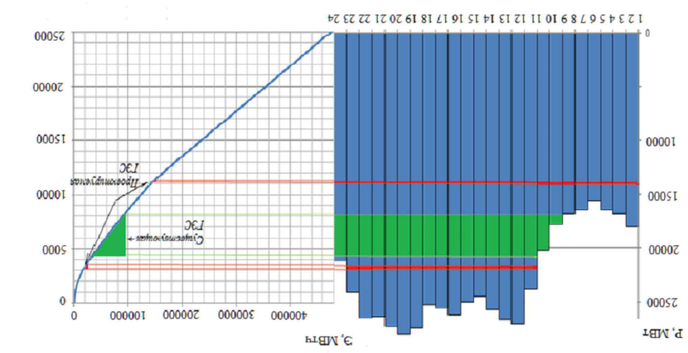
Год начал реализации проекта	2016
Срок строительства	6,5 лет
Затраты на строительство	5938,74 млн. руб.
ЧДД	1047,59 млн. руб.
Внутренняя норма доходности	31,06 %
Индекс доходности	2,15
Срок окупаемости	6,5 лет
Годовая выработка электроэнергии	1,732 млрд. кВт·ч
Себестоимость электроэнергии	0,82 руб/кВт·ч

График потребления электроэнергии предприятия за 1 год

Вводная информация для расчета годового графика потребления электроэнергии

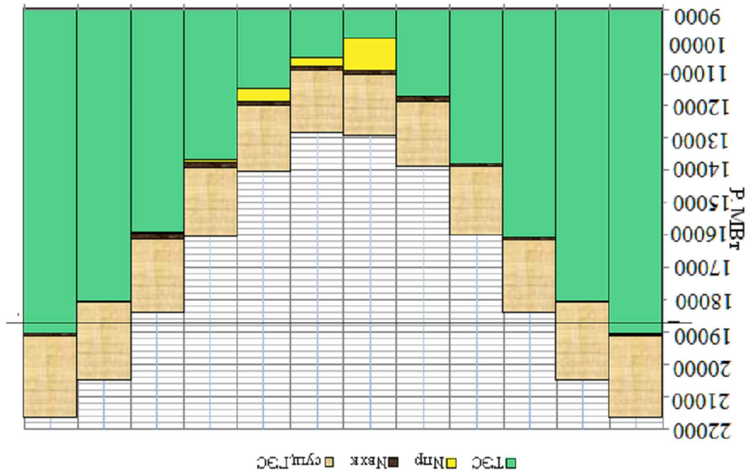
Для расчета графика потребления электроэнергии предприятия за год необходимо знать:

- Среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в кВт·ч
- Среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в кВА
- Среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в Гкал
- Среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в м³ воды

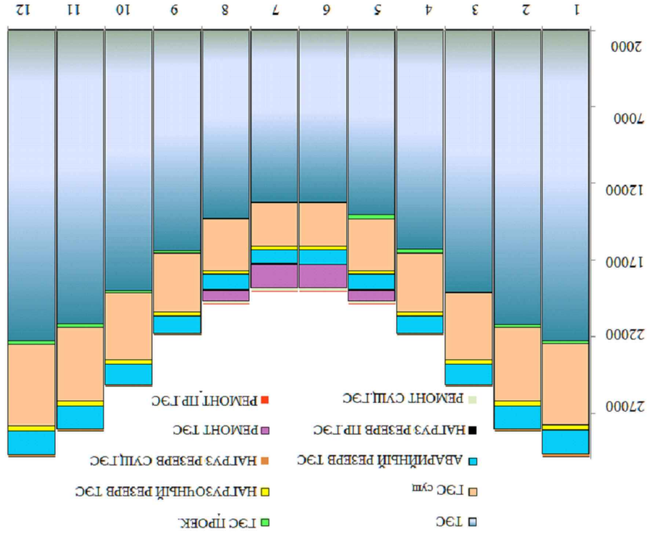


Для расчета графика потребления электроэнергии предприятия за год необходимо знать среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в кВт·ч

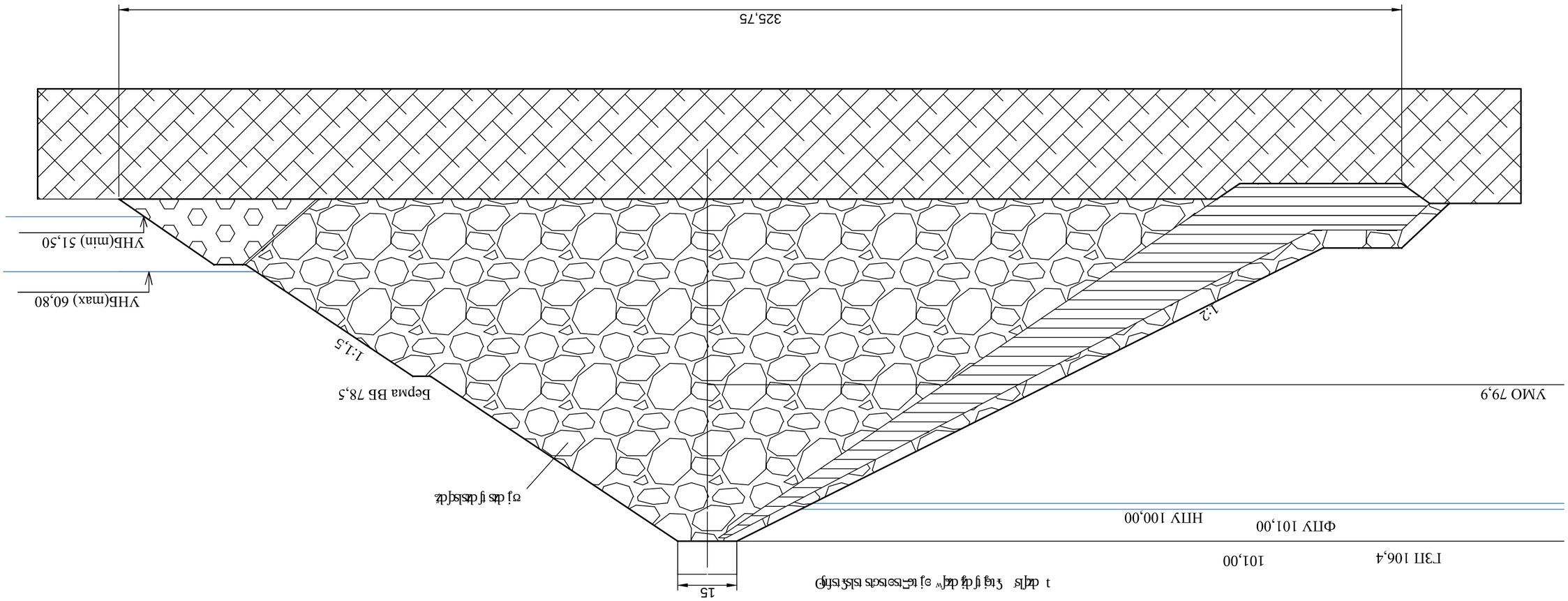
Для расчета графика потребления электроэнергии предприятия за год необходимо знать среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в кВА



Для расчета графика потребления электроэнергии предприятия за год необходимо знать среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в Гкал



Для расчета графика потребления электроэнергии предприятия за год необходимо знать среднемесячное потребление электроэнергии предприятия в м³ воды



[illegible]

[illegible]

(1:500)

15
ГЗП 106,4
101,00
ФПУ 101,00
НПУ 100,00
УМО 79,9
1:2
Берма ВБ 78,5
1:1,5
УНБ(max) 60,80
УНБ(min) 51,50
325,75