

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯНИСКОСКИ ГЭС НА РЕКЕ ПАЗ.  
УЧАСТИЕ ГЭС ВО ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И  
ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.Ю. Астапов

инициалы, фамилия

инженер оперативной службы,  
Филиал ПАО РусГидро  
«Саяно-Шушенская ГЭС

им. П.С. Непорожнегого»

должность

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Г.С. Шевченко

инициалы, фамилия

Саяногорск 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Янискоски ГЭС на реке Паз. Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности в энергосистеме».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯНИСКОСКИ ГЭС .....	7
1 Общая часть .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климатические данные .....	9
1.1.2 Орографическая характеристика .....	9
1.1.3 Гидрологические данные .....	10
1.1.4 Инженерно-геологические данные .....	10
1.1.5 Схема использования реки .....	11
1.1.6 Энергоэкономическая характеристика района .....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Исходные данные .....	14
2.2 Гидрологические расчеты .....	19
2.2.1 Выбор вида регулирования стока водохранилищем .....	19
2.2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока .....	20
2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС .....	27
2.3.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований по санитарному пропуску .....	27
2.3.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС .....	28
2.4 Баланс мощности энергосистемы .....	31
2.5 Резервы мощности энергосистемы. Определение итоговой установленной мощности проектируемой ГЭС. Планирование ремонтов .....	33
2.6 Обоснование экономической эффективности дополнительных капиталовложений в увеличение установленной мощности .....	35
2.7 Построение режимного поля .....	36
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	38
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	38
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	38
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса .....	38
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы .....	42
3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение геометрических размеров проточной части .....	44
3.4 Выбор серийного гидрогенератора .....	46
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор крана машинного зала .....	47
3.5.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	47
3.5.2 Выбор типа маслонапорной установки .....	48
3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора .....	49
3.5.4 Выбор кранов .....	49
4 Электрическая часть .....	50

4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений .....	50
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС.....	50
4.2.1	Выбор синхронного генератора.....	50
4.2.2	Выбор силового трансформатора .....	50
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН .....	51
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического сравнения вариантов .....	52
4.5	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов .....	57
4.6	Выбор электрических аппаратов .....	62
4.7	Компоновка схемы собственных нужд ГЭС.....	63
5	Релейная защита и автоматика.....	65
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	65
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	66
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	66
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора гидрогенератора ( $U_N (U_0)$ ) .....	68
5.2.3	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	71
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	71
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок( $I1$ ) .....	75
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	77
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	80
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	81
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	82
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	84
6.1	Состав и компоновка сооружений гидроузла.....	84
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	84
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	84
6.3	Гидравлические расчеты.....	87
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	87
6.3.2	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	89
6.3.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	89
6.3.4	Расчет водобойной стенки .....	90
6.3.5	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки.....	90
6.3.6	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки и колодца ....	91
6.3.7	Расчет толщины и длины водобоя после плотины и стенки .....	92
6.4	Конструирование основных элементов плотины.....	93
6.4.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины .....	93
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами .....	94
6.4.3	Быки.....	95
6.4.4	Устои .....	95
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	95
6.4.6	Галереи в теле плотины .....	95

6.4.7 Цементационная завеса и дренаж в основании плотины.....	95
6.5 Определение основных нагрузок на плотину.....	96
6.5.1 Вес сооружения и затворов .....	96
6.5.2 Сила гидростатического давления воды.....	97
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	98
6.5.4 Сила фильтрационного давления .....	99
6.5.5 Давление наносов и грунта .....	99
6.5.6 Волновое давление.....	100
6.6 Оценка прочности плотины.....	101
6.7 Критерии прочности плотины.....	104
6.8 Обоснование устойчивости плотины .....	105
7 Технико-экономическое обоснование.....	107
7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	107
7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	107
7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	107
7.1.3 Налоговые расходы.....	110
7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности..	111
7.2.1 Анализ денежных потоков .....	112
7.3 Оценка инвестиционного проекта .....	112
7.3.1 Методология, исходные данные.....	112
7.3.2 Коммерческая эффективность .....	113
7.3.3 Бюджетная эффективность .....	114
7.3.4 Анализ чувствительности.....	115
8 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и обеспечению экологической чистоты проектируемой станции .....	117
8.1 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Янискоски ГЭС.....	117
8.1.1 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии .....	118
8.1.2 Обязанности работника Янискоски ГЭС в части охраны труда ....	118
8.1.3 Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС; переселение населения из зоны затопления; промышленное освоение береговой зоны водохранилища .....	120
8.2 Противопожарная безопасность .....	121
8.3 Охрана природы.....	123
8.3.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	124
8.3.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	124
8.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве.....	125
8.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	126

9 Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности в энергосистеме .....	127
9.1 Общие сведения .....	127
9.2 Требования к качеству регулирования .....	127
9.3 Вторичное регулирование .....	129
9.3.1 Требования к вторичному регулированию .....	129
9.3.2 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании .....	130
9.4 Групповой регулятор активной мощности .....	130
9.4.1 Описание ГРАМ .....	130
9.4.2 Функции системы ГРАМ .....	131
9.4.3 Устройство системы ГРАМ .....	131
9.5 Участие Янискоски ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме .....	132
9.5.1 Процесс регулирования частоты после возникновения дефицита активной мощности .....	132
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	134
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г .....	137-150

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЯНИСКОСКИ ГЭС

1. Наименование реки ..... Паз.
2. Местонахождение ГЭС ..... Мурманская область.
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 150 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 238 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 3,0% ..... 691 м<sup>3</sup>/с;
  - 0,5% ..... 845 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 29 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... суточный;
  - б) отметки: НПУ ..... 110,50 м;  
ФПУ ..... 111,50 м;  
УМО ..... 109,52 м;
  - в) объемы: полный ..... 0,032 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 0,004 км<sup>3</sup>.
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 17,24 м;
  - б) расчетный ..... 13,25 м;
  - в) минимальный ..... 13,25 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная ..... 28000 кВт;  
гарантированная ..... 23000 кВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 139,66 млн. кВт·ч.
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
  - а) правобережная грунтовая ..... 455,5 м / 21,1 м;
  - а) левобережная грунтовая ..... 10,4 м / 21,1 м;
  - б) водосливная ..... 42,0 м / 21,1 м;
  - в) станционная ..... 35,0 м / 21,1 м.
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип ..... глубинный водосброс;
  - б) число и размер отверстий ..... 4 отверстия 4x3 м;
  - в) общая длина ..... 40 м;
  - г) максимальная высота ..... 21,1 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловой;
  - б) число агрегатов ..... 2;
  - б) грунты в основании ..... гранитогнейсы;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидального сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов ..... 12,0 м.
- 11.Основное оборудование:

а) тип турбины ..... ПЛ 20-В-400;  
б) тип генератора ..... ВГС 525/114-40;  
в) мощность генератора ..... 14000 кВт;  
г) частота вращения ..... 150 об/мин;  
д) тип трансформаторов ..... ТД 25000/110-УХЛ1;

12. Технико-экономические показатели:

а) себестоимость энергии ..... 0,45 руб./кВт;  
б) удельные капиталовложения: руб./кВт ..... 128800;  
долл./кВт ..... 2147;  
в) показатели эффективности: НПВ ..... -1530,2 млн. руб.;  
ИП ..... 0,46;  
Срок окупаемости ..... не окупается.

# **1      Общая часть**

## **1.1    Природные условия**

### **1.1.1 Климатические данные**

Данные о характерных для района строительства значениях температур и осадков:

- минимальная/максимальная температура: -43°C январь/+32°C июль.
- Средняя положительная/отрицательная температура: июль +18°/январь -18°.
- Среднегодовое количество осадков: 491 мм/год.
- Преобладающими в течение года являются ветры южного и юго-западного направлений. В летнее время среднемесячные скорости ветра составляют от 3 до 6,5 м/с, на открытых побережьях крупных водоёмов и островах до 4 - 5 м/с, максимальные значения ветра до 28 м/с. Наибольшая скорость ветра фиксируется в период с ноября по март, ослабевая в летние месяцы.
- Количество дней в году со среднесуточной влажностью более 80% составляет в среднем 150 - 170 суток, с влажностью менее 30 % составляет 5 - 10 суток. Наибольшая влажность наблюдается в ноябре-январе, наименьшая в мае - июне.

### **1.1.2 Орогидрографическая характеристика**

Проектируемая ГЭС располагается на реке Паз. Река крупных притоков не имеет. В четвертичный период Кайнозойской эры территория района водохранилища дважды подвергалась мощному оледенению. Ледники двигались, главным образом, с севера и северо-запада на юг и юго-восток к Белому морю и сползали в Баренцево море. В результате этого процесса рельеф всей территории Фенноскандии сильно сглажен: горы не имеют острых вершин, повсюду имеются следы деятельности ледников - морены, «бараньи лбы», озы, амфитеатры, дельты ледниковых рек, а также большое количество озер ледникового происхождения. Рельеф земной поверхности отличается относительной пологостью, горные гряды не имеют высоких вершин. Наибольшей высоты достигают горы вблизи поселка Никель – 631 м над уровнем моря, а также расположенная юго-западнее гора Шдорт с отметкой в 494 м. На правом берегу реки Паз, в среднем течении, имеется горная гряда, где две вершины, Калкупя и Каскама, превышают отметку 300 м. В целом в изучаемом районе преобладает холмистый низкогорный ландшафт с большим количеством некрупных озер и болот в понижениях рельефа.

Ближайший крупный населенный пункт – поселок Янискоски, в котором проживает около 200 человек. Основное предприятие – лесопункт Верхнетуломского леспромхоза. Недалеко также находится посёлок Рајакоски

(число жителей около 150 человек) и посёлок Борисоглебский (число жителей около 40 человек). Несколько дальше расположен поселок городского типа Никель, в котором находится комбинат ГМК «Печенганиколь», а также совхоз «Печенга».

Поселок городского типа Никель имеет сообщение с г. Мурманск по федеральной трассе М-18 «Кола». От пгт. Никеля до Раякоски и Янискоски проложены грунтовые дороги районного значения.

### **1.1.3 Гидрологические данные**

Длина реки — 117 км. Площадь бассейна — 18300 км<sup>2</sup>. Средний расход воды — 177,41 м<sup>3</sup>/с. Вытекает из озера Инариярви, впадает в Варангер-фьорд (Варяжский залив) Баренцева моря.

Река проходит множество озёр (Гренсеватн, Хевоскосское водохранилище, Хеюхеньярви, Воуватусъярви, Боссояврре, Скугватн, Сальмиярви, Контиоярви, Клистерватн, Фоссеватн), образуя обширную долину. Крупнейший приток — Наутсийоки.

Питание реки в основном снеговое при участии дождевого и подземного питания. Преобладает восточноевропейский тип водного режима с весенним половодьем, повышенным стоком осенью, летней и зимней меженью. Лёд на реке появляется в конце октября — начале ноября и разрушается в середине или в конце мая. На порогах и в отводных каналах ГЭС ледяной покров отсутствует круглый год.

Мутность воды не превышает 10 г/м<sup>3</sup>. Вода по химическому составу относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе. Качество воды в нижнем течении реки зависит от сброса сточных вод комбината «Печенганиколь». Судоходные каналы отсутствуют.

### **1.1.4 Инженерно-геологические данные**

Грунты основания — гранитогнейсы.

В непосредственной близости к предполагаемому месту постройки плотины крупных месторождений материалов каменного сырья, которые могут использоваться при строительстве нет. Но на территории Мурманской области сосредоточено более 135 разведанных месторождений каменного сырья. Ближайший карьер Пало-Ярви с требуемым видом и качеством каменного сырья (гнейс, мигматит, гранит) с промышленными запасами в 1900 тыс. м<sup>3</sup> (собственник ОАО «Печенгастрой») находится рядом с г. Мончегорск на расстоянии 276 км. Доставка каменного сырья к месту строительства будет осуществляться наземным грузовым транспортом.

В Мурманской области выделяют 3 сейсмических зоны: вдоль разлома Карпинского, район поселка Териберка и окрестности Кандалакши. Ожидаемая сейсмичность около 8 баллов по шкале МСК-64, согласно карте сейсмического районирования территории Российской Федерации ОСР-97D (рисунок 1.1).

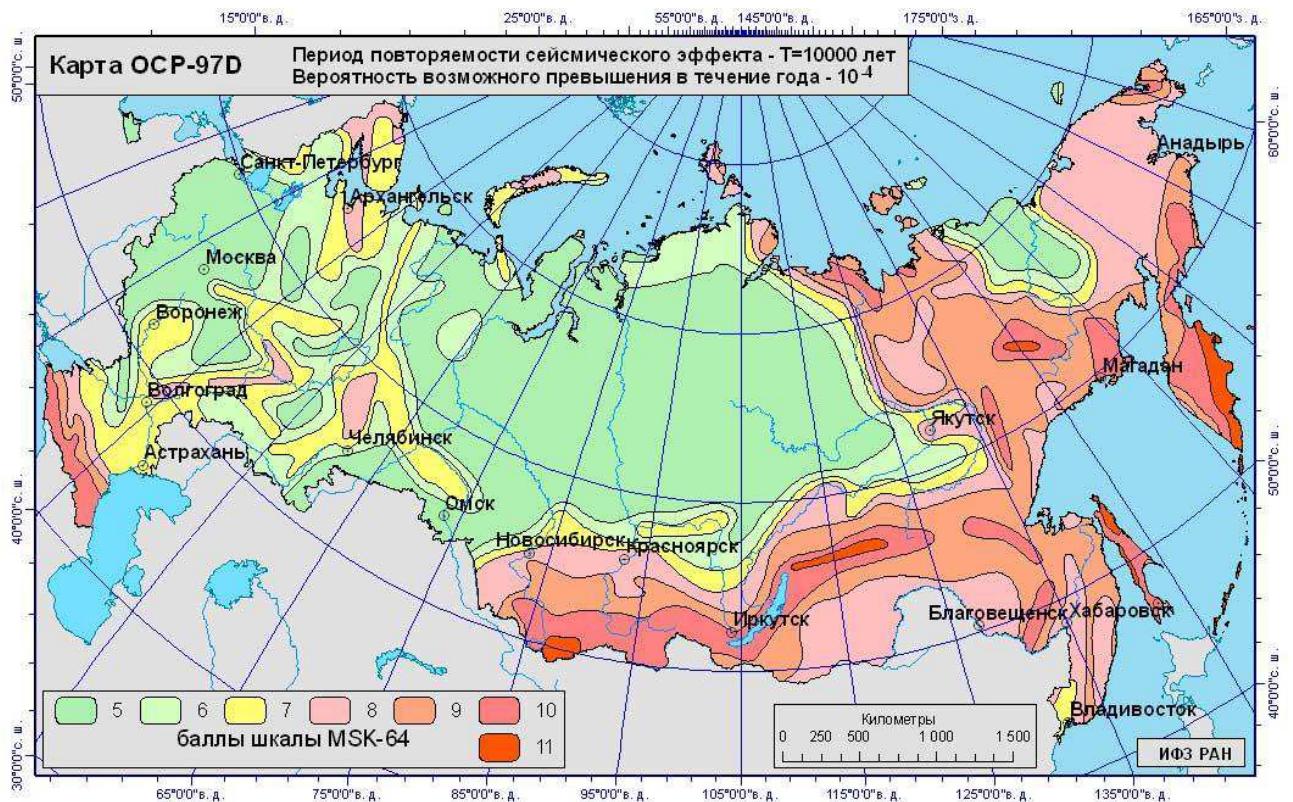


Рисунок 1.1 - Карта сейсмического районирования территории Российской Федерации

### 1.1.5 Схема использования реки

Янискоски ГЭС – вторая из пяти ГЭС в Пазском каскаде (рисунок 1.2). Каскад Пазских ГЭС используется в частности для регулировки стока реки и водных запасов озера Инари. Судоходного значения река не имеет.

Для упрощения водно-энергетических расчетов в рамках студенческой работы принимается, что каскад ГЭС является разомкнутым.

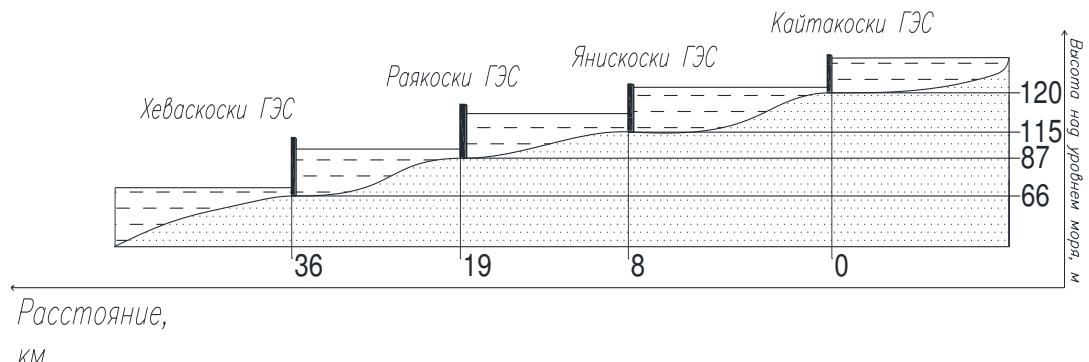


Рисунок 1.2 - Схема Пазского каскада

## **1.1.6 Энергоэкономическая характеристика района**

Янискоски ГЭС входит в ОЭС Северо-Запада. В электроэнергии,рабатываемой ГЭС нуждается горно-металлургический комбинат Печенганикель, который выпускает фанштейн. Часть электроэнергии экспортируется в Норвегию и Финляндию.

Кольская электроэнергетическая система находится на северо-западе России, обеспечивает электроэнергией Мурманскую область и частично Карелию. Энергосистема уникальна по своей структуре: в ее составе работают 17 гидроэлектростанций, 2 тепловых электростанции, Кольская атомная электростанция и единственная в России приливная электростанция – Кислогубская ПЭС.

- Апатитская ТЭЦ (266 МВт)
- Борисоглебская ГЭС (56 МВт)
- Верхнетериберская ГЭС (130 МВт)
- Верхнетуломская ГЭС (268 МВт)
- Иовская ГЭС (96 МВт)
- Кайтакоски ГЭС (11,2 МВт)
- Княжегубская ГЭС (152 МВт)
- Кольская АЭС (1760 МВт)
- Мурманская ТЭЦ (12 МВт)
- Нивские ГЭС-1,2,3 (241,5 МВт)
- Нижнетериберская ГЭС (26,5 МВт)
- Нижнетуломская ГЭС (57,2 МВт)
- Раякоски ГЭС (43,2 МВт)
- Серебрянские ГЭС-1,2 (360,9 МВт)
- Хеваскоски ГЭС (47 МВт).

Высоковольтная сеть (рисунок 1.3) объединяет все электростанции для работы под единым диспетчерским управлением. Кольская энергосистема связана по ЛЭП с Карелией и через нее с ОЭС Северо-Запада России. Имеются также выходы в энергосистемы Норвегии и Финляндии. ЛЭП 110 кВ проходит по всему каскаду Пазских ГЭС.

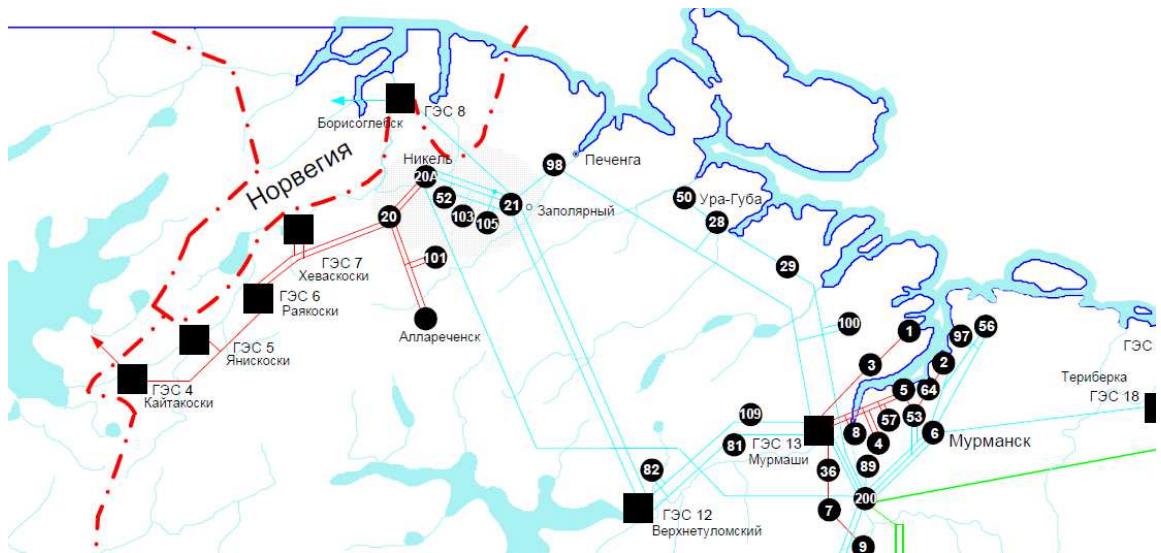


Рисунок 1.3 – Схема электрических сетей Кольской энергосистемы и каскады ГЭС

ОЭС Северо-Запада отличается очень неравномерным графиком нагрузки, который представлен на рисунке 1.4, поэтому данная ОЭС нуждается в строительстве гидроэлектростанций для сглаживания пиков нагрузки и повышения работы энергосистемы.

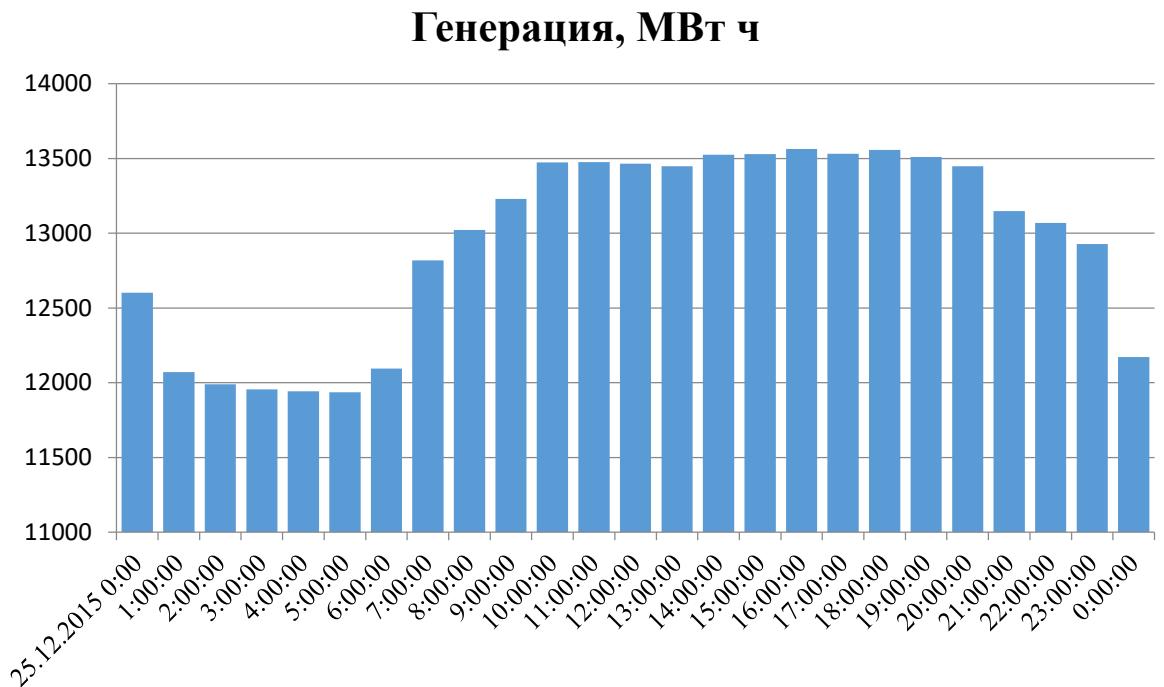


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки ОЭС Северо-Запада

Гидроэлектростанция достаточно сильно удалена от ближайшей железной дороги, проходящей через г. Мурманск. От г. Мурманск до пгт. Никель проходит федеральная трасса М-18 «Кола». Ближайшие порты – Лиинахамари в Печенгском заливе и Мурманск.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

Исходные данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для водно-энергетических расчетов

Данные объекта	Объект	Янискоски ГЭС на реке Паз
	Местоположение	Мурманская область
Данные энергосистемы	ОДУ	ОДУ Северо-Запада (годовая выработка 107,314 млрд. кВт·ч)
	РДУ	Кольское РДУ (годовая выработка 17,12 млрд. кВт·ч)
	Резервы	Нагрузочный 2%, аварийный 10%
	Существующие ГЭС	Каскад Нивских ГЭС, каскад Пазских ГЭС, каскад Туломских ГЭС, каскад Серебрянских ГЭС
	Коэффициент мощности	$k_N = 8,6$
	Графики потребления	Таблица 2.8
Данные гидроузла	Отметка НПУ, м	110,5
	Отметка сухого дна, м	93,0
	Полный объем водохранилища при НПУ, км <sup>3</sup>	0,032
	Потери напора в водоподводящих сооружениях, м	0,2
	Схема использования реки	Разомкнутый каскад
	Кривая связи ВБ	Таблица 2.2, рисунок 2.1
Гидрологические данные	Кривая связи НБ	Таблицы 2.3-2.4, рисунки 2.2-2.3
	Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе	0,7
	Требования по санитарному пропуску	Таблица 2.5
	Потери расхода	Таблица 2.6
	Расчетный гидрологический ряд наблюдений	Таблица 2.7

В таблице 2.2 представлены координаты для построения кривой связи ВБ (рис. 2.1).

Таблица 2.2 – Координаты для построения кривой связи ВБ

V, км <sup>3</sup>	Z, м	Z <sub>расч</sub> , м
0,005	99,25	99,25
0,01	102,63	102,64
0,015	105,13	105,09
0,02	107	107,06
0,025	108,75	108,69
0,03	110	110,03
0,032	110,5	110,50
0,035	111,13	111,12
0,04	111,75	111,75

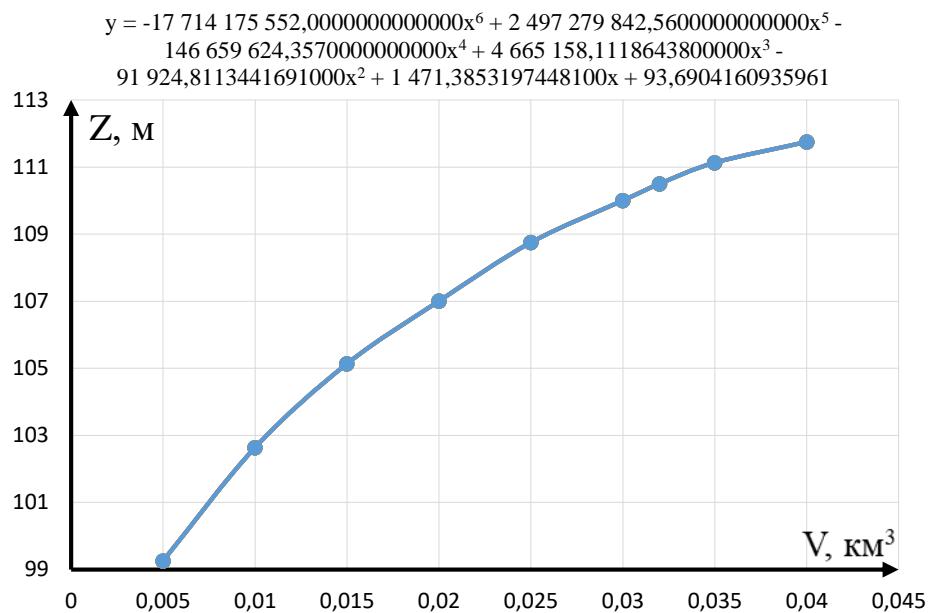


Рисунок 2.1 – Кривая связи ВБ (сверху указано полиноминальное уравнение кривой)

В таблице 2.3 представлены координаты для построения кривой связи НБ для зимы (рис. 2.2).

Таблица 2.3 – Координаты для построения кривой связи НБ для зимы

Q, м <sup>3</sup> /с	Z, м	Z <sub>расч</sub> , м
0	93	93
270	96,5	96,5
540	99,4	99,4
810	102,1	102,1
1080	104,9	104,9
1350	107,3	107,3
1620	109,7	109,7

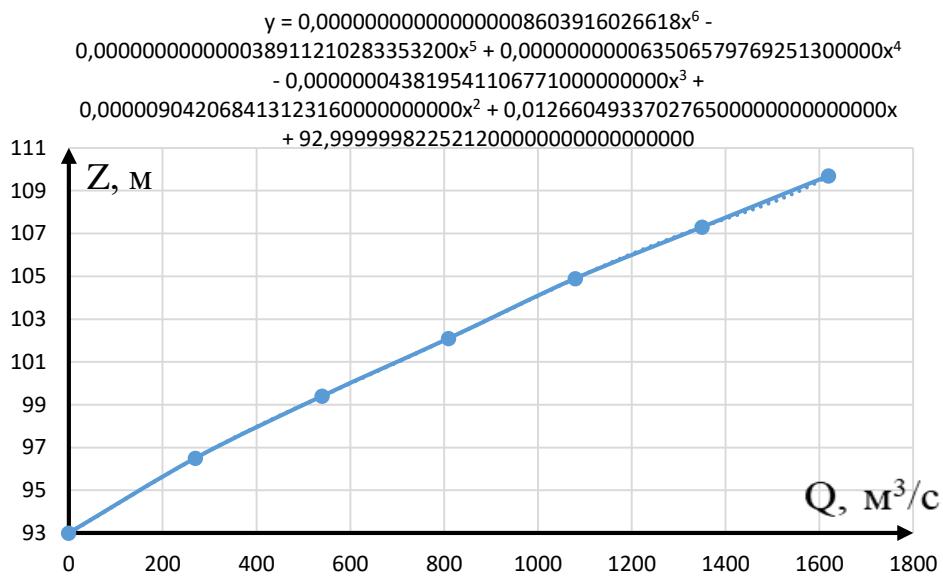


Рисунок 2.2 – Кривая связи НБ для зимы (сверху указано полиномиальное уравнение кривой)

В таблице 2.4 представлены координаты для построения кривой связи ВБ (рис. 2.3).

Таблица 2.4 – Координаты для построения кривой связи НБ для лета

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z, \text{м}$	$Z_{\text{расч}}, \text{м}$
0	93,0	93,0
386	96,5	97,8
771	99,4	101,7
1157	102,1	105,7
1543	104,9	108,9
1929	107,3	119,9
2314	109,7	187,9

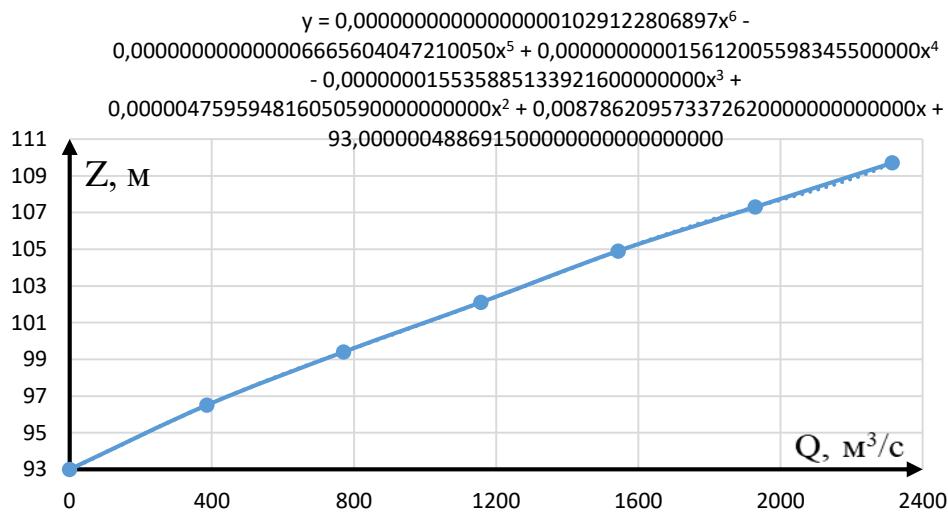


Рисунок 2.3 – Кривая связи НБ для лета (сверху указано полиномиальное уравнение кривой)

В таблице 2.5 представлены требования по санитарному пропуску.

Таблица 2.5 – Требования по санитарному пропуску

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q$ , $m^3/c$ , 51%	52	47	41	171	389	284	196	99	113	152	122	94
Сан. пропуск, $m^3/c$	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29

В таблице 2.6 представлены потери расхода от испарения, льдообразования и фильтрации.

Таблица 2.6 – Потери расхода

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}$ , $m^3/c$	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1
$Q_{л}$ , $m^3/c$	1	2	1	-2	-3	-1	-1	-1	-1	-1	4	2
$Q_{ф}$ , $m^3/c$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

В таблице 2.7 представлен исходный гидрологический ряд реки Паз (расходы указаны в  $m^3/c$ ).

Таблица 2.7 - Исходный гидрологический ряд реки Паз

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Qср$ год
1	1925	46	42	42	186	321	290	165	93	99	107	109	62	130
2	1926	48	43	38	182	414	302	208	91	104	140	112	87	147
3	1927	72	65	56	243	593	332	224	143	129	162	124	88	186
4	1928	68	60	53	211	569	383	226	150	137	193	147	127	194
5	1929	70	58	53	194	561	369	245	156	142	190	138	127	192
6	1930	63	58	58	215	496	326	204	171	136	170	149	95	178
7	1931	77	72	63	223	315	306	176	91	103	144	142	104	151
8	1932	51	46	45	186	295	282	163	88	84	106	106	69	127
9	1933	43	42	42	182	200	223	150	73	51	88	100	52	104
10	1934	47	45	44	190	200	174	142	43	69	102	100	76	103
11	1935	39	36	35	157	240	176	160	73	76	100	90	37	102
12	1936	56	47	42	167	199	198	161	88	86	102	102	69	110
13	1937	49	44	41	182	315	288	162	91	95	114	103	70	130
14	1938	78	66	60	237	299	214	204	137	120	147	145	84	149
15	1939	84	68	62	311	621	525	265	218	198	229	207	181	247
16	1940	67	61	53	192	555	353	234	148	137	183	135	125	187
17	1941	77	66	56	198	563	436	227	154	142	81	124	102	185
18	1942	71	65	58	190	569	348	252	148	148	180	136	119	190
19	1943	56	48	42	182	483	322	220	158	150	165	158	92	173
20	1944	66	47	41	236	577	393	271	159	136	185	124	103	195
21	1945	65	60	56	194	568	469	219	133	145	60	140	113	185
22	1946	48	45	40	194	351	298	215	99	104	137	111	98	145

## Окончание таблицы 2.7

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
23	1947	58	53	50	234	356	312	296	165	129	165	131	101	171
24	1948	40	34	35	190	295	162	133	81	35	51	63	30	96
25	1949	45	40	39	166	153	232	162	83	64	91	93	53	102
26	1950	42	39	40	166	326	262	122	79	95	91	106	53	118
27	1951	45	44	41	182	196	183	150	90	107	98	102	83	110
28	1952	87	45	45	194	201	213	157	81	72	106	110	52	114
29	1953	83	62	60	219	496	437	258	173	182	52	190	127	195
30	1954	68	61	60	212	470	454	257	138	141	183	135	111	191
31	1955	61	48	45	173	401	309	356	162	100	162	124	88	169
32	1956	46	45	44	182	213	241	117	78	89	98	100	59	109
33	1957	59	47	41	161	200	182	166	125	105	110	92	47	111
34	1958	42	38	36	153	171	181	200	90	81	94	80	33	100
35	1959	47	42	43	219	329	277	155	80	100	98	98	65	129
36	1960	62	61	58	202	566	342	253	157	120	185	147	111	189
37	1961	69	52	51	228	574	360	240	152	141	188	139	124	193
38	1962	69	58	53	222	530	419	220	171	134	185	139	105	192
39	1963	78	64	61	218	576	484	275	158	162	137	159	126	208
40	1964	72	61	60	182	218	163	157	60	74	107	79	61	108
41	1965	67	58	54	194	174	206	120	83	68	106	104	65	108
42	1966	45	42	39	153	309	255	152	87	94	94	84	54	117
43	1967	54	45	43	202	602	338	240	161	128	183	138	101	186
44	1968	49	40	40	161	304	265	133	82	110	107	104	61	121
45	1969	53	42	41	154	160	191	159	76	72	95	91	52	99
46	1970	48	46	43	161	342	294	166	97	107	132	116	102	138
47	1971	64	56	55	194	436	304	185	83	96	150	109	89	152
48	1972	64	58	49	186	360	300	185	90	107	142	114	101	146
49	1973	62	56	53	228	345	315	183	163	134	158	150	90	162
50	1974	46	42	40	187	419	317	213	154	135	158	142	87	162
Среднемесячные		59	51	48	196	381	300	198	118	111	132	121	86	150

В таблице 2.8 представлены суточные графики потребления, взятые с сайта системного оператора [4].

Таблица 2.8 – Суточные графики потребления

Часы	Изменение мощности в течение суток для разных месяцев, МВт											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0	2079	1875	1850	1661	1499	1384	1401	1461	1586	1751	1867	1926
1	1991	1790	1768	1576	1395	1304	1321	1383	1517	1661	1794	1838
2	1939	1746	1721	1537	1343	1253	1273	1333	1467	1619	1748	1793
3	1915	1718	1691	1521	1327	1209	1247	1304	1446	1598	1709	1766
4	1902	1701	1680	1506	1286	1179	1219	1288	1435	1585	1697	1751
5	1922	1724	1676	1522	1293	1189	1203	1261	1439	1613	1706	1759

Окончание таблицы 2.8

Часы	Изменение мощности в течение суток для разных месяцев, МВт											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
6	1972	1767	1682	1551	1341	1217	1234	1260	1470	1675	1720	1812
7	2087	1868	1691	1624	1423	1319	1297	1292	1547	1777	1753	1911
8	2226	1984	1725	1740	1512	1420	1406	1358	1651	1857	1797	2029
9	2349	2054	1809	1846	1620	1542	1503	1446	1749	1949	1858	2136
10	2381	2103	1888	1896	1678	1600	1566	1515	1803	2001	1926	2163
11	2395	2098	1922	1894	1679	1612	1584	1537	1813	2005	1980	2165
12	2382	2082	1925	1888	1653	1608	1572	1539	1796	1987	1985	2153
13	2356	2073	1913	1884	1656	1614	1572	1538	1798	1973	1994	2157
14	2357	2071	1911	1884	1652	1613	1576	1537	1791	1985	2011	2151
15	2344	2069	1902	1883	1637	1614	1571	1539	1773	1985	2019	2158
16	2351	2058	1896	1867	1624	1599	1559	1532	1757	1980	2045	2164
17	2385	2049	1896	1846	1598	1594	1548	1539	1748	1967	2104	2199
18	2394	2082	1913	1840	1593	1579	1535	1535	1750	2021	2128	2202
19	2389	2098	1979	1837	1580	1559	1534	1542	1790	2069	2136	2195
20	2359	2087	2034	1843	1570	1542	1525	1555	1845	2046	2108	2169
21	2336	2060	2031	1889	1568	1525	1526	1566	1834	2021	2067	2139
22	2284	2005	1979	1865	1601	1521	1521	1592	1769	1954	1995	2096
23	2201	1933	1908	1793	1581	1486	1498	1527	1681	1850	1936	2023

## 2.2 Гидрологические расчеты

### 2.2.1 Выбор вида регулирования стока водохранилищем

Вид регулирования стока определяется отношением полезного объема водохранилища к объему среднемноголетнего стока реки – коэффициентом зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср}}} \quad (2.1)$$

При  $\beta > 0,1$  вид регулирования принимается годичным. При  $\beta < 0,1$  – суточным.

Объем среднемноголетнего стока:

$$W_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-9}, \quad (2.2)$$

где  $Q_{\text{ср}}$  из таблицы 2.7 равно  $150 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$W_{\text{ср}} = 150 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-9} = 4,73 (\text{км}^3).$$

Полезный объем водохранилища неизвестен, пока неизвестна отметка УМО. Однако видно, что коэффициент  $\beta$  может изменяться в пределах:

$$0 \leq \beta \leq \frac{V_{\text{вдхр}}}{W_{\text{ср}}}.$$

где  $V_{\text{вдхр}} = 0,032$  из таблицы 2.1.

$$\frac{V_{\text{вдхр}}}{W_{\text{ср}}} = \frac{0,032}{4,73} = 0,007 < 0,1.$$

Вывод: регулирование суточное.

### 2.2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного лет при заданной обеспеченности стока

Гидрограф среднемесячных расходов (рис. 2.4) строится по данным из таблицы 2.7:

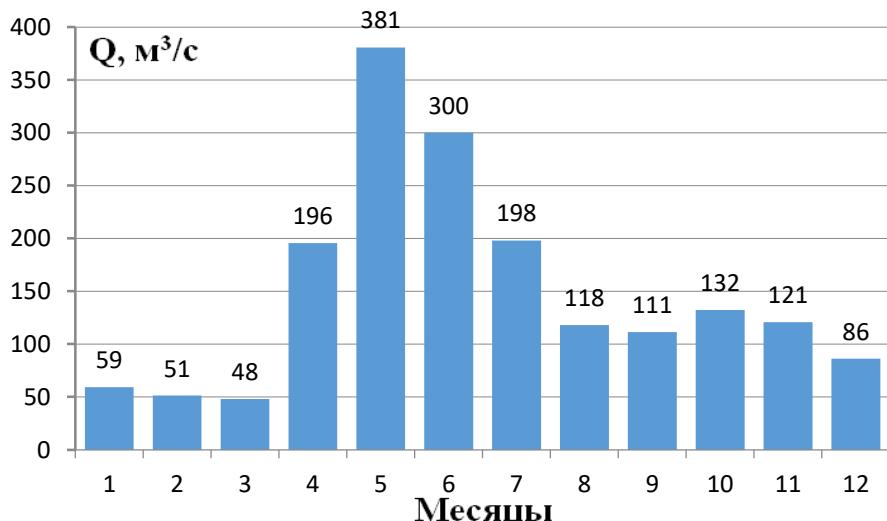


Рисунок 2.4 – Гидрограф среднемесячных расходов реки Паз

Определяется обеспеченность по среднегодовым расходам. Для этого ранжируем года в порядке убывания среднегодовых расходов. Обеспеченность вычисляется по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.3)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда расходов;  
 $n$  – общее число членов ряда.

Полученные результаты сводятся в таблицу 2.9:

Таблица 2.9 - Обеспеченность по среднегодовым расходам

Номер года	Годы	$Q_{ср.год}, м^3/с$	P, %
1	1939	247	2
2	1963	208	4
3	1944	195	6
4	1953	195	8
5	1928	194	10
6	1961	193	12
7	1929	192	14
8	1962	192	16
9	1954	191	18
10	1942	190	20
11	1960	189	22
12	1940	187	24
13	1927	186	25
14	1967	186	27
15	1941	185	29
16	1945	185	31
17	1930	178	33
18	1943	173	35
19	1947	171	37
20	1955	169	39
21	1973	162	41
22	1974	162	43
23	1971	152	45
24	1931	151	47
25	1938	149	49
26	1926	147	51
27	1972	146	53
28	1946	145	55
29	1970	138	57
30	1925	130	59
31	1937	130	61
32	1959	129	63
33	1932	127	65
34	1968	121	67
35	1950	118	69
36	1966	117	71
37	1952	114	73
38	1957	111	75
39	1936	110	76
40	1951	110	78
41	1956	109	80
42	1964	108	82
43	1965	108	84
44	1933	104	86
45	1934	103	88

### Окончание таблицы 2.9

Номер года	Годы	Qср. год, м <sup>3</sup> /с	P, %
46	1935	102	90
47	1949	102	92
48	1958	100	94
49	1969	99	96
50	1948	96	98

Базовый маловодный год ( $P = 90\%$ ) обозначен голубым цветом, средневодный ( $P = 51\%$ ) - светло-оранжевым.

Год делится на 2 периода – половодье и межень, согласно гидрографу среднемесячных расходов (рис. 2.4). Половодным считается месяц, во время которого расход реки больше или равен среднегодовому расходу. В таблице 2.7 такой период обозначен желтым цветом. Остальной период – межень.

Далее необходимо сравнить выбранные годы, с ранжированными годами и расходами в половодье и межени, обеспеченность должна совпадать, в противном случае необходима корректировка.

Вычисляется обеспеченность для половодного периода по формуле (2.3). Результаты сведены в таблицу 2.10 (все расходы в м<sup>3</sup>/с):

Таблица 2.10 - Обеспеченность для половодного периода

№ года	Годы	IV	V	VI	VII	Q полн ср	Годы	Q полн ср	P, %
1	1925	186	321	290	165	241	1939	431	2
2	1926	182	414	302	208	277	1963	388	4
3	1927	243	593	332	224	348	1944	369	6
4	1928	211	569	383	226	347	1945	363	8
5	1929	194	561	369	245	342	1941	356	10
6	1930	215	496	326	204	310	1953	353	12
7	1931	223	315	306	176	255	1961	351	14
8	1932	186	295	282	163	232	1927	348	16
9	1933	182	200	223	150	189	1954	348	18
10	1934	190	200	174	142	177	1962	348	20
11	1935	157	240	176	160	183	1928	347	22
12	1936	167	199	198	161	181	1967	346	24
13	1937	182	315	288	162	237	1929	342	25
14	1938	237	299	214	204	239	1960	341	27
15	1939	311	621	525	265	431	1942	340	29
16	1940	192	555	353	234	334	1940	334	31
17	1941	198	563	436	227	356	1930	310	33
18	1942	190	569	348	252	340	1955	310	35
19	1943	182	483	322	220	302	1943	302	37
20	1944	236	577	393	271	369	1947	300	39
21	1945	194	568	469	219	363	1974	284	41
22	1946	194	351	298	215	265	1971	280	43

Окончание таблицы 2.10

№ года	Годы	IV	V	VI	VII	Q полн ср	Годы	Q полн ср	P, %
23	1947	234	356	312	296	300	1926	277	45
24	1948	190	295	162	133	195	1973	268	47
25	1949	166	153	232	162	178	1946	265	49
26	1950	166	326	262	122	219	1972	258	51
27	1951	182	196	183	150	178	1931	255	53
28	1952	194	201	213	157	191	1959	245	55
29	1953	219	496	437	258	353	1925	241	57
30	1954	212	470	454	257	348	1970	241	59
31	1955	173	401	309	356	310	1938	239	61
32	1956	182	213	241	117	188	1937	237	63
33	1957	161	200	182	166	177	1932	232	65
34	1958	153	171	181	200	176	1950	219	67
35	1959	219	329	277	155	245	1966	217	69
36	1960	202	566	342	253	341	1968	216	71
37	1961	228	574	360	240	351	1948	195	73
38	1962	222	530	419	220	348	1952	191	75
39	1963	218	576	484	275	388	1933	189	76
40	1964	182	218	163	157	180	1956	188	78
41	1965	194	174	206	120	174	1935	183	80
42	1966	153	309	255	152	217	1936	181	82
43	1967	202	602	338	240	346	1964	180	84
44	1968	161	304	265	133	216	1949	178	86
45	1969	154	160	191	159	166	1951	178	88
46	1970	161	342	294	166	241	1934	177	90
47	1971	194	436	304	185	280	1957	177	92
48	1972	186	360	300	185	258	1958	176	94
49	1973	228	345	315	183	268	1965	174	96
50	1974	187	419	317	213	284	1969	166	98

Коэффициенты приведения:

$$K_{90\%(\text{полов.})} = \frac{Q_{\text{ср.полов.1934г.(текущий)}}}{Q_{\text{ср.полов.1935г.(базовый)}}} = \frac{177}{183} = 0,967; \quad (2.4)$$

$$K_{51\%(\text{полов.})} = \frac{Q_{\text{ср.средневодн.1972г.(текущий)}}}{Q_{\text{ср.средневодн.1926г.(базовый)}}} = \frac{258}{277} = 0,931; \quad (2.5)$$

Вычисляем обеспеченность для меженного периода по формуле (2.3). Результаты сведены в таблицу 2.11 (все расходы в м<sup>3</sup>/с):

Таблица 2.11 - Обеспеченность для меженного периода

№ года	Годы	I	II	III	VIII	IX	X	XI	XII	Q меж. ср.	Годы	Q меж. ср.	P, %
1	1925	46	42	42	93	99	107	109	62	75	1939	156	2
2	1926	48	43	38	91	104	140	112	87	83	1963	118	4
3	1927	72	65	56	143	129	162	124	88	105	1928	117	6
4	1928	68	60	53	150	137	193	147	127	117	1929	117	8
5	1929	70	58	53	156	142	190	138	127	117	1942	116	10
6	1930	63	58	58	171	136	170	149	95	113	1953	116	12
7	1931	77	72	63	91	103	144	142	104	100	1961	115	14
8	1932	51	46	45	88	84	106	106	69	74	1940	114	16
9	1933	43	42	42	73	51	88	100	52	61	1962	114	18
10	1934	47	45	44	43	69	102	100	76	66	1930	113	20
11	1935	39	36	35	73	76	100	90	37	61	1960	113	22
12	1936	56	47	42	88	86	102	102	69	74	1954	112	24
13	1937	49	44	41	91	95	114	103	70	76	1943	109	25
14	1938	78	66	60	137	120	147	145	84	105	1944	108	27
15	1939	84	68	62	218	198	229	207	181	156	1973	108	29
16	1940	67	61	53	148	137	183	135	125	114	1947	107	31
17	1941	77	66	56	154	142	81	124	102	100	1967	107	33
18	1942	71	65	58	148	148	180	136	119	116	1927	105	35
19	1943	56	48	42	158	150	165	158	92	109	1938	105	37
20	1944	66	47	41	159	136	185	124	103	108	1974	101	39
21	1945	65	60	56	133	145	60	140	113	97	1931	100	41
22	1946	48	45	40	99	104	137	111	98	85	1941	100	43
23	1947	58	53	50	165	129	165	131	101	107	1955	99	45
24	1948	40	34	35	81	35	51	63	30	46	1945	97	47
25	1949	45	40	39	83	64	91	93	53	64	1972	91	49
26	1950	42	39	40	79	95	91	106	53	68	1971	88	51
27	1951	45	44	41	90	107	98	102	83	76	1970	86	53
28	1952	87	45	45	81	72	106	110	52	75	1946	85	55
29	1953	83	62	60	173	182	52	190	127	116	1926	83	57
30	1954	68	61	60	138	141	183	135	111	112	1957	78	59
31	1955	61	48	45	162	100	162	124	88	99	1937	76	61
32	1956	46	45	44	78	89	98	100	59	70	1951	76	63
33	1957	59	47	41	125	105	110	92	47	78	1965	76	65
34	1958	42	38	36	90	81	94	80	33	62	1925	75	67
35	1959	47	42	43	80	100	98	98	65	72	1952	75	69
36	1960	62	61	58	157	120	185	147	111	113	1932	74	71
37	1961	69	52	51	152	141	188	139	124	115	1936	74	73
38	1962	69	58	53	171	134	185	139	105	114	1968	74	75
39	1963	78	64	61	158	162	137	159	126	118	1959	72	76
40	1964	72	61	60	60	74	107	79	61	72	1964	72	78
41	1965	67	58	54	83	68	106	104	65	76	1956	70	80

### Окончание таблицы 2.11

№ года	Годы	I	II	III	VIII	IX	X	XI	XII	Q меж. ср.	Годы	Q меж. ср.	P, %
42	1966	45	42	39	87	94	94	84	54	67	1950	68	82
43	1967	54	45	43	161	128	183	138	101	107	1966	67	84
44	1968	49	40	40	82	110	107	104	61	74	1934	66	86
45	1969	53	42	41	76	72	95	91	52	65	1969	65	88
46	1970	48	46	43	97	107	132	116	102	86	1949	64	90
47	1971	64	56	55	83	96	150	109	89	88	1958	62	92
48	1972	64	58	49	90	107	142	114	101	91	1933	61	94
49	1973	62	56	53	163	134	158	150	90	108	1935	61	96
50	1974	46	42	40	154	135	158	142	87	101	1948	46	98

Коэффициенты приведения:

$$K_{90\%(\text{меж.})} = \frac{Q_{\text{ср.меж.1949г.(текущий)}}}{Q_{\text{ср.меж.1935г.(базовый)}}} = \frac{64}{61} = 1,049; \quad (2.6)$$

$$K_{51\%(\text{меж.})} = \frac{Q_{\text{ср.средневодн.1971г.(текущий)}}}{Q_{\text{ср.средневодн.1926г.(базовый)}}} = \frac{88}{83} = 1,060; \quad (2.7)$$

Получается исправленный маловодный год. Расходы меженных месяцев маловодного года умножаются на  $K_{90\%(\text{меж.})}$ . Расходы половодных месяцев маловодного года умножаются на  $K_{90\%(\text{полов.})}$ . При этом среднегодовой расход не должен измениться. Результаты в таблице 2.12 (все расходы в м<sup>3</sup>/с):

Таблица 2.12 - Исправление маловодного года

Год p=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1935	39	36	35	157	240	176	160	73	76	100	90	37	102
1935 испр	41	38	37	152	232	170	155	77	80	105	94	39	102

Среднегодовой расход не изменился. Дополнительная корректировка не требуется.

Получается исправленный средневодный год. Расходы меженных месяцев средневодного года умножаются на  $K_{51\%(\text{меж.})}$ . Расходы половодных месяцев средневодного года умножаются на  $K_{51\%(\text{полов.})}$ . При этом среднегодовой расход не должен измениться. Результаты в таблице 2.13 (все расходы в м<sup>3</sup>/с):

Таблица 2.13 - Исправление средневодного года

Год p=51%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1926	48	43	38	182	414	302	208	91	104	140	112	87	147
1926 испр	51	46	40	169	385	281	194	97	110	148	119	92	144

Среднегодовой расход изменился. Редактируем коэффициенты приведения так, чтобы год остался на уровне обеспеченности 51%, но при этом среднегодовой расход стал прежним:

$$K_{51\%(\text{меж.})} = 1,085;$$

$$K_{51\%(\text{полов.})} = 0,940.$$

Результат окончательной корректировки средневодного года представлен в таблице 2.14 (все расходы в м<sup>3</sup>/с):

Таблица 2.14 - Окончательное исправление средневодного года

Год р=51%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1926	48	43	38	182	414	302	208	91	104	140	112	87	147
1926 испр	52	47	41	171	389	284	196	99	113	152	122	94	147

По полученным данным строятся гидрографы для маловодного с средневодного года. (рисунок 2.5).

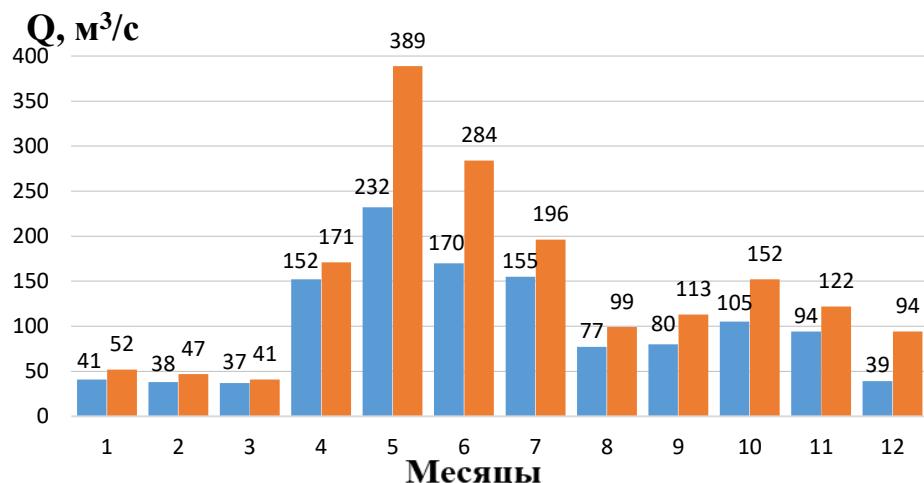


Рисунок 2.5 - Гидрографы для маловодного с средневодного года

Таким образом было достигнуто соответствие обеспеченности 90% расходов меженных и половодных месяцев маловодного года и его среднемесячного расхода, а также соответствие обеспеченности 51% расходов меженных и половодных месяцев средневодного года и его среднемесячного расхода.

## 2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

### 2.3.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований по санитарному пропуску

Для расчетов используются таблицы 2.5, 2.6, 2.14.

- Вычисляется полезный расход для каждого месяца (расходы с вычетом потерь на испарение и льдообразование).
- Отметка верхнего бьефа принимается постоянной и равной отметке НПУ (табл. 2.1).
- Расход в нижнем бьефе равен сумме полезного расхода и фильтрационного расхода.
- Отметка нижнего бьефа меняется по полиноминальному закону (рис. 2.2, 2.3).
- Напор равен разности отметок ВБ и НБ с учетом потерь напора, указанных в таблице 2.1.
- Мощность ГЭС вычисляется по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{\Pi} \cdot H. \quad (2.8)$$

- Мощность ГЭС, которая выдается вследствие необходимости поддержания санитарного пропуска:

$$N_{САН} = k_N \cdot Q_{САН} \cdot H. \quad (2.9)$$

- Мощность  $dN$ , остающаяся под регулирование, является разностью  $N_{ГЭС}$  и  $N_{САН}$ .
  - $d\mathcal{E}$  – энергия, выдающаяся за сутки регулируемой мощностью  $dN$ .
- Результаты представлены в таблице 2.15:

Таблица 2.15 – Режим работы ГЭС без регулирования

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\Pi}, м^3/с$	49	43	38	170	389	282	194	98	112	151	116	90
$Z_{ВБ}, м$	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5	110,5
$Q_{НБ}, м^3/с$	50	44	39	171	390	283	195	99	113	152	117	91
$Z_{НБ}, м$	93,65	93,57	93,51	95,26	97,86	96,66	95,57	94,31	94,49	95,01	94,55	94,20
$H, м$	16,65	16,73	16,79	15,04	12,44	13,64	14,73	15,99	15,81	15,29	15,75	16,10
$N_{ГЭС}, МВт$	7	6	6	22	42	33	25	14	15	20	16	13
$N_{САН}, МВт$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
$dN, МВт$	3	2	2	18	38	29	21	10	11	16	12	9
$d\mathcal{E}, МВт·ч$	72	24	24	432	912	696	504	240	264	384	288	216

Таким образом выяснено примерные значения электроэнергии, выдаваемой за сутки мощностью  $dN$ . Это упростит дальнейшие водно-энергетические расчеты.

### 2.3.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

На данном этапе осуществляется расчет сработки-наполнения водохранилища для типичного дня каждого месяца. Параллельно данной работе выполняется расчет баланса энергии. Для этого используются суточные значения изменения нагрузки для РДУ, взятые с сайта системного оператора [4].

Для расчета необходимо выбрать месяц с максимальной нагрузкой и наименьшим полезным расходом для получения значения гарантированной мощности ГЭС. Выбирается январь. Суточные изменения нагрузки для января представлены в таблице 2.16.

Выбирается линия ограничения. Это значение отнимается от мощностей каждого часа. Сумма положительных мощностей должна быть примерно равна  $d\mathcal{E}$ , полученной в таблице 2.15.

Таблица 2.16 – Предварительное определение зоны работы ГЭС

Часы	P, МВт	Линия ограничения: 2376
0	2079	-297
1	1991	-385
2	1939	-437
3	1915	-461
4	1902	-474
5	1922	-454
6	1972	-404
7	2087	-289
8	2226	-150
9	2349	-27
10	2381	5
11	2395	19
12	2382	6
13	2356	-20
14	2357	-19
15	2344	-32
16	2351	-25
17	2385	9
18	2394	18
19	2389	13
20	2359	-17
21	2336	-40
22	2284	-92
23	2201	-175
Сумма положительных мощностей:		70

Таким образом получаются значения мощностей ГЭС в определенные часы. В те часы, где значения отрицательны осуществляется наполнение водохранилища, в остальные – сработка. Баланс энергии для января представлен на рисунке 2.6:

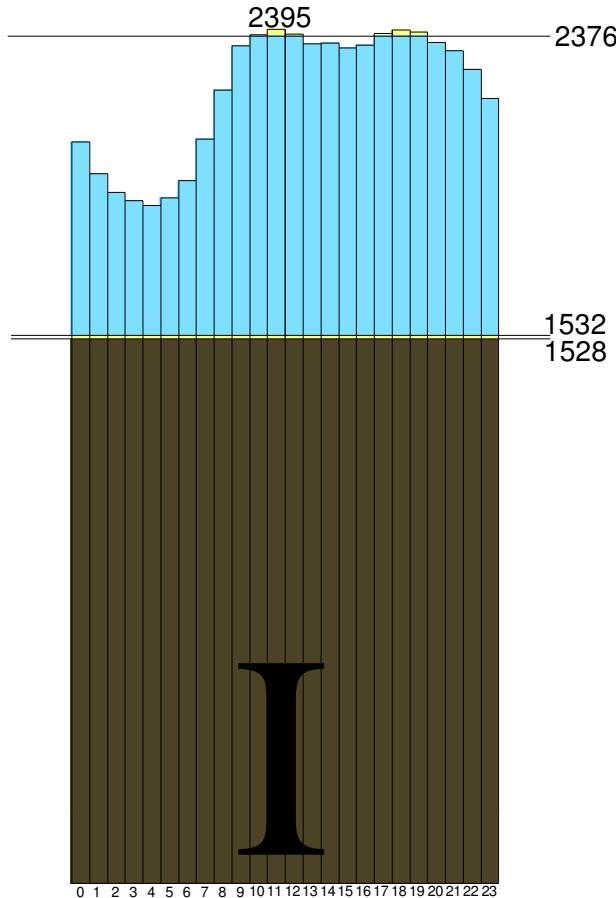


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для января (желтым цветом обозначена область работы проектируемой ГЭС)

Далее осуществляются расчет сработки-наполнения водохранилища. Результат расчета представлен в таблице 2.17.

- Графа расходов заполняется из таблиц 2.5, 2.6, 2.14.
- $\Delta V$  – изменение объема водохранилища за час:  $3600 \cdot 24 \cdot Q_{вдхр.}$
- Отметки ВБ вычисляются с помощью полиномиальной функции (рис. 2.1).
- Отметки НБ вычисляются с помощью полиномиальной функции (рис. 2.2, 2.3).
  - Напор есть разность отметок  $Z_{cp}$  и  $Z_{nb}$  с вычетом потерь напора.
  - Мощность  $N_{ГЭС}$  вычисляется по формуле (2.8).

Таблица 2.17 – Сработка-наполнение водохранилища для января

Часы	Расходы, м <sup>3</sup> /с								Объемы, км <sup>3</sup>			Отметки ВБ, м			Отметки НБ, м		H, м	N <sub>РЭС</sub> , МВт
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>φ</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>грэс</sub>	Q <sub>хсб</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>сан</sub>	V <sub>н</sub>	ΔV	V <sub>к</sub>	Z <sub>н</sub>	Z <sub>к</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>		
10	52	3	1	49	11	60	0	61	29	0,032	0,0000396	0,03196	110,5	110,49	110,50	93,80	16,50	9
11	52	3	1	49	127	176	0	177	29	0,03196	0,0004554	0,031505	110,49	110,39	110,44	95,33	14,91	23
12	52	3	1	49	19	68	0	69	29	0,031505	0,0000684	0,031437	110,39	110,37	110,38	93,90	16,28	10
13	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031437	-0,000072	0,031509	110,37	110,39	110,38	93,39	16,80	4
14	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031509	-0,000072	0,031581	110,39	110,41	110,40	93,39	16,81	4
15	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031581	-0,000072	0,031653	110,41	110,42	110,42	93,39	16,83	4
16	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031653	-0,000072	0,031725	110,42	110,44	110,43	93,39	16,85	4
17	52	3	1	49	42	91	0	92	29	0,031725	0,0001512	0,031573	110,44	110,41	110,42	94,21	16,01	13
18	52	3	1	49	119	168	0	169	29	0,031573	0,0004266	0,031147	110,41	110,31	110,36	95,23	14,93	22
19	52	3	1	49	43	92	0	93	29	0,031147	0,0001548	0,030992	110,31	110,27	110,29	94,22	15,87	13
20	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,030992	-0,000072	0,031064	110,27	110,29	110,28	93,39	16,69	4
21	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031064	-0,000072	0,031136	110,29	110,31	110,30	93,39	16,71	4
22	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031136	-0,000072	0,031208	110,31	110,32	110,31	93,39	16,73	4
23	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031208	-0,000072	0,03128	110,32	110,34	110,33	93,39	16,74	4
0	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,03128	-0,000072	0,031352	110,34	110,36	110,35	93,39	16,76	4
1	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031352	-0,000072	0,031424	110,36	110,37	110,36	93,39	16,78	4
2	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031424	-0,000072	0,031496	110,37	110,39	110,38	93,39	16,79	4
3	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031496	-0,000072	0,031568	110,39	110,40	110,40	93,39	16,81	4
4	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031568	-0,000072	0,03164	110,40	110,42	110,41	93,39	16,83	4
5	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,03164	-0,000072	0,031712	110,42	110,44	110,43	93,39	16,84	4
6	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031712	-0,000072	0,031784	110,44	110,45	110,45	93,39	16,86	4
7	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031784	-0,000072	0,031856	110,45	110,47	110,46	93,39	16,88	4
8	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031856	-0,000072	0,031928	110,47	110,49	110,48	93,39	16,89	4
9	52	3	1	49	-20	29	0	29	29	0,031928	-0,000072	0,032	110,49	110,50	110,49	93,39	16,91	4

Результатом является график сработки-наполнения водохранилища (рис. 2.7):

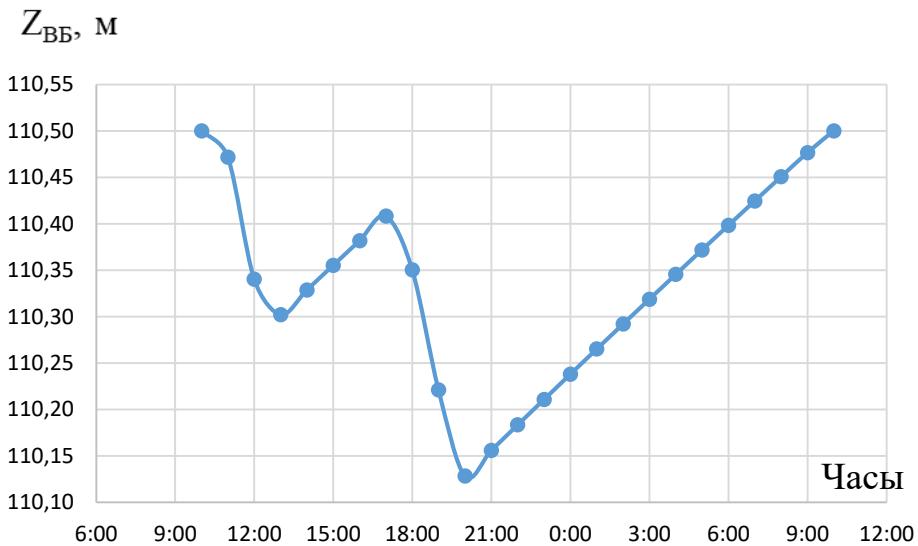


Рисунок 2.7 – График сработки-наполнения водохранилища в январе

Максимальная мощность  $N_{гэс} = 23$  МВт, достигнутая в эти сутки, принимается за гарантированную мощность проектируемой станции. В последующих расчетах остальных месяцев эта мощность должна считаться максимальной возможной для выдачи. Дальнейшие месяцы рассчитываются аналогично, учитывая вышеизложенное (см. приложения А).

## 2.4 Баланс мощности энергосистемы

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности существующих ГЭС в энергосистеме за каждый месяц. Для этого строятся интегральные кривые нагрузки (ИКН) – зависимости приращения мощности от приращения энергии. Определяются координаты кЭ и кР (таблица 2.18). На ИКН по горизонтали откладываются среднесуточные выработки существующих ГЭС, взятые с сайта [3].

- Для каскада Туломских ГЭС это 3,34 млн. кВт·ч зимой и 2,73 млн. кВт·ч летом.
- Для каскада Серебрянских ГЭС это 3,16 млн. кВт·ч зимой и 2,59 млн. кВт·ч летом.
- Для каскада Пазских ГЭС это 2,98 млн. кВт·ч зимой и 2,44 млн. кВт·ч летом.
- Для каскада Нивских ГЭС это 8,97 млн. кВт·ч зимой и 7,34 млн. кВт·ч летом.

Проецируя по вертикали до пересечения с ИКН находится рабочая мощность (рисунок 2.8).

Таблица 2.18 – Построение ИКН для января

Часы	P, МВт	dP, МВт	dЭ, МВт·ч	кЭ, МВт·ч	кР, МВт
1	2395	1	1	1	1
2	2394	5	10	11	6
3	2389	3	10	21	10
4	2385	4	14	35	13
5	2382	1	7	42	14
6	2381	22	129	171	36
7	2359	2	12	183	38
8	2357	1	8	191	39
9	2356	6	50	240	44
10	2351	2	15	255	46
11	2349	6	61	316	51
12	2344	8	94	410	59
13	2336	52	676	1086	111
14	2284	58	814	1900	169
15	2226	25	378	2278	194
16	2201	114	1824	4102	308
17	2087	8	139	4240	316
18	2079	88	1575	5815	404
19	1991	19	367	6183	423
20	1972	33	650	6833	456
21	1939	17	354	7186	473
22	1922	7	158	7344	480
23	1915	13	307	7651	493
24	1902	1902	45644	53295	2395

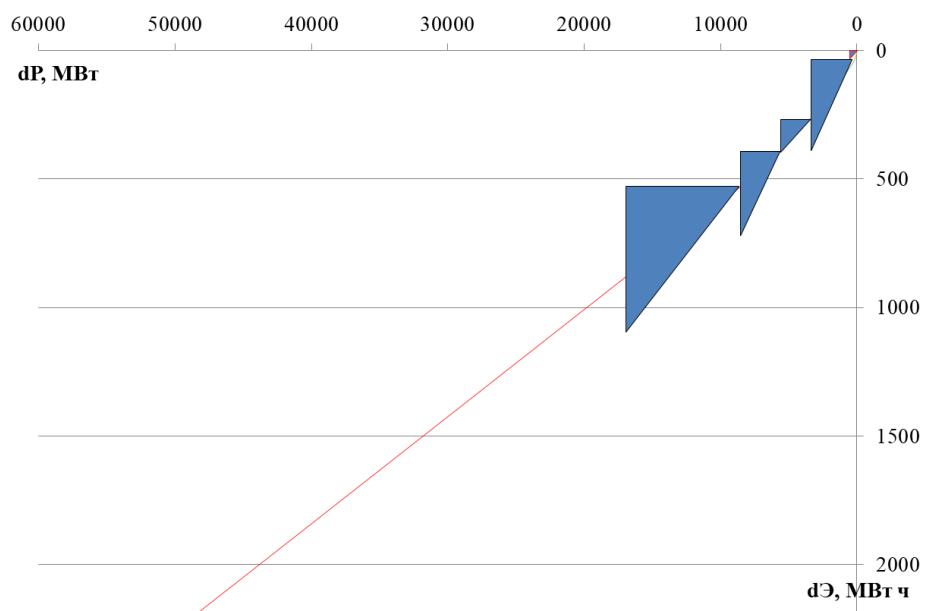


Рисунок 2.8 – ИКН января

Суммарная мощность существующих ГЭС в январе равна 841 МВт. Аналогичные расчеты производятся для остальных месяцев (см. приложение А). Итогом является график баланса мощности (рис. 2.9):

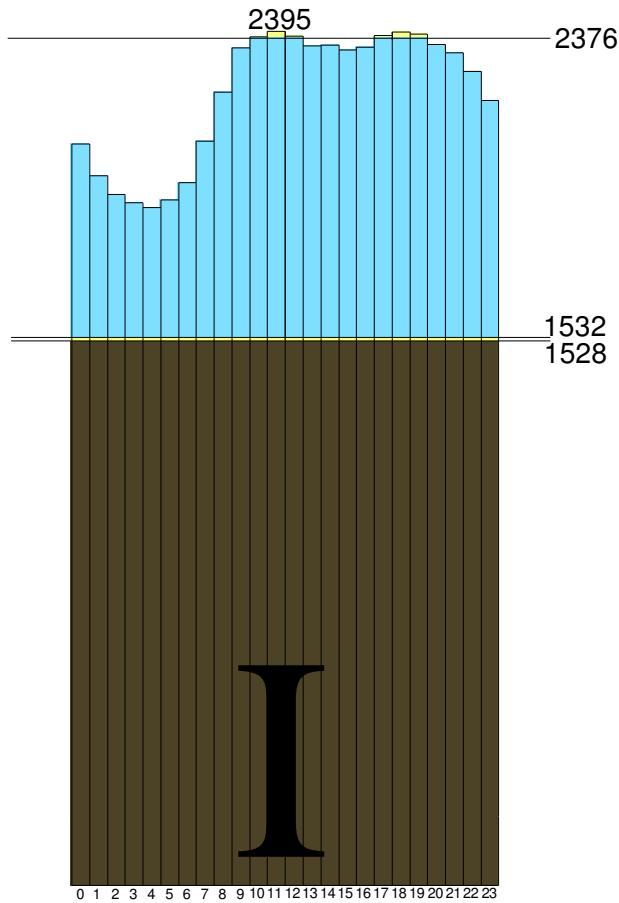


Рисунок 2.9 – Баланс мощности для января (синим цветом обозначены существующие ГЭС, желтым – проектируемая, коричневым – ТЭС, АЭС)

## 2.5 Резервы мощности энергосистемы. Определение итоговой установленной мощности проектируемой ГЭС. Планирование ремонтов

Нагрузочный резерв составляет 2% от максимума мощности системы и равен 48 МВт. Установленная мощность проектируемой ГЭС должна содержать пропорциональную часть этого резерва - 1 МВт.

Аварийный резерв составляет 10% от максимума мощности системы и равен 240 МВт. Принимается, что аварийный резерв несет на себе ТЭС, АЭС и мощные ГЭС. На проектируемой ГЭС не устанавливается.

Итоговая установленная мощность проектируемой ГЭС равна 24 МВт.

Установленную мощность ТЭС представляется в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{TЭС}} + N_{\text{ав.рез.}}^{\text{TЭС}} = 1528 + 240 = 1768 \text{ МВт.}$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт

оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 д

н Ремонтная площадь существующих ГЭС:

е

й

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{841}{6} = 140 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

а

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

ч

а

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{24}{6} = 4 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

т

о

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

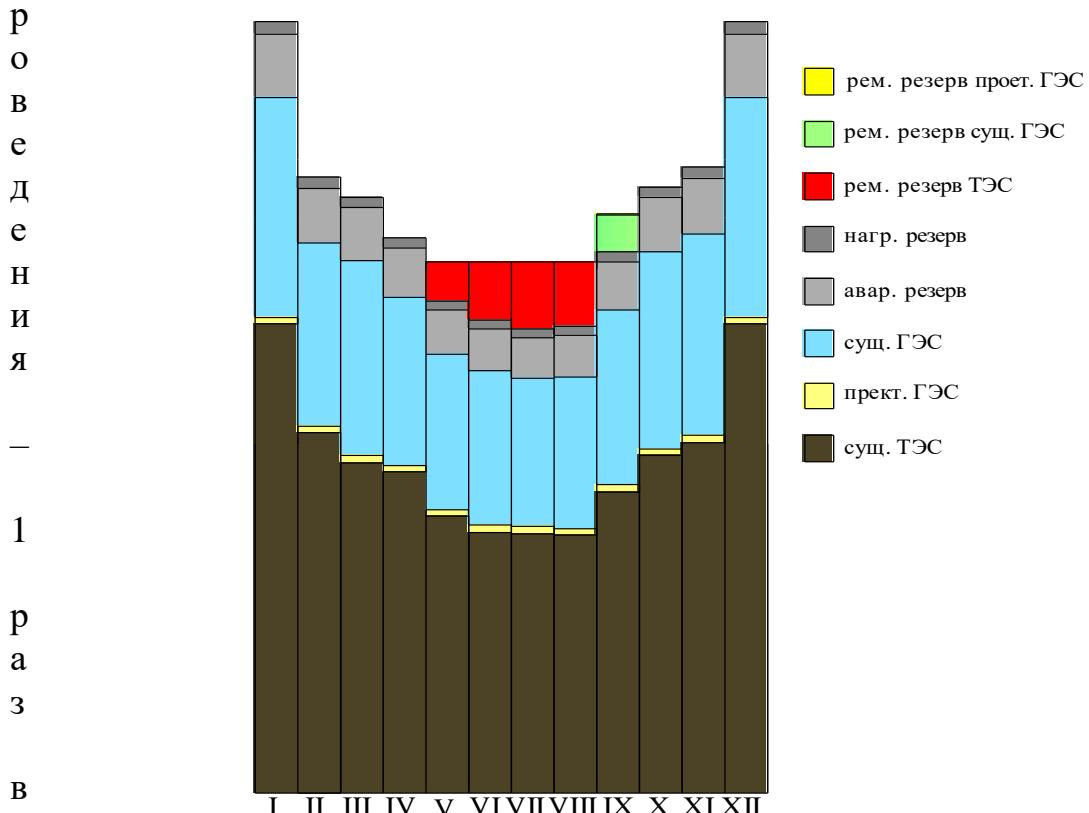
а

и

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} = 884 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

х

Все резервы наносятся на годичный график максимальных нагрузок (рис. 2.10):



4 Рисунок 2.10 – Баланс мощности на годовом графике. Резервы мощности

г

о

## **2.6 Обоснование экономической эффективности дополнительных капиталовложений в увеличение установленной мощности**

После выполнения водно-энергетического расчёта Янискоски ГЭС установленная мощность составила 24 МВт. Из-за недостатка мощности и суточного регулирования водохранилища холостые сбросы в такие половодные месяцы, как май, июнь и июль достигают 800 млн. м<sup>3</sup> за год (17,8% среднемноголетнего стока реки).

Для более полного использования водных ресурсов и увеличения выработки электроэнергии в период половодья было принято решение об увеличении установленной мощности до 28 МВт (выбор именно такого значения связан с дальнейшим выбором основного энергетического оборудования, в частности, возможности установки серийного гидрогенератора, что соответствует требованиям «Технической политики» ПАО «РусГидро»).

Получившиеся 4 МВт разницы являются дублирующей мощностью – сезонной мощностью, используемой только в половодье и простоявающей (хотя есть возможность её использования) в маловодные месяцы.

При проектировании ГЭС введение такой мощности должно быть экономически и технически обосновано. Экономическое обоснование заключается в расчёте срока окупаемости дополнительных капиталовложений.

Стоимость дополнительных капиталовложений может быть приблизительно оценена по изменению стоимости основного оборудования. Стоимость основного оборудования может быть определена по укрупненным показателям.

- Стоимость турбины не изменяется, так как в обоих случаях к установке предлагается ПЛ 20-В-400.
- Разница в стоимости генераторов определяется с учетом того, что 1 МВт мощности гидрогенератора примерно равен 10 млн.руб.
- Разница в стоимости трансформаторов 16 МВА и 25 МВА составляет 7549 тыс. руб [14].

Таким образом стоимость дополнительных капиталовложений примерно равна 55,1 млн.руб.

Благодаря увеличению установленной мощности выработка возрастет на 10 млн. кВт·ч.

Изменение стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке ОЭС Северо-Запада представлено в таблице 2.19.

**Таблица 2.19 – Стоимость электроэнергии и мощности**

Продукция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Электроэнергия, руб./МВт·ч	1072	1107	1147	1184	1219	1253
Мощность, руб./МВт в месяц	258781	278436	294620	308230	321729	332840

Таким образом, с учетом ставки дисконтирования в 11,6%, 20% налоге на прибыль и 20% НДС, капиталовложения окупаются за 4,5 года – т.е. являются экономически выгодными.

## 2.7 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{вдхр}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $Z_{вб}(V_{вдхр})$  – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО;

$Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое по формуле (2.8);

2) ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим согласно следующей зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре;

3) ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по санитарному пропуску (табл. 2.5);

4) по полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (рис. 2.11):

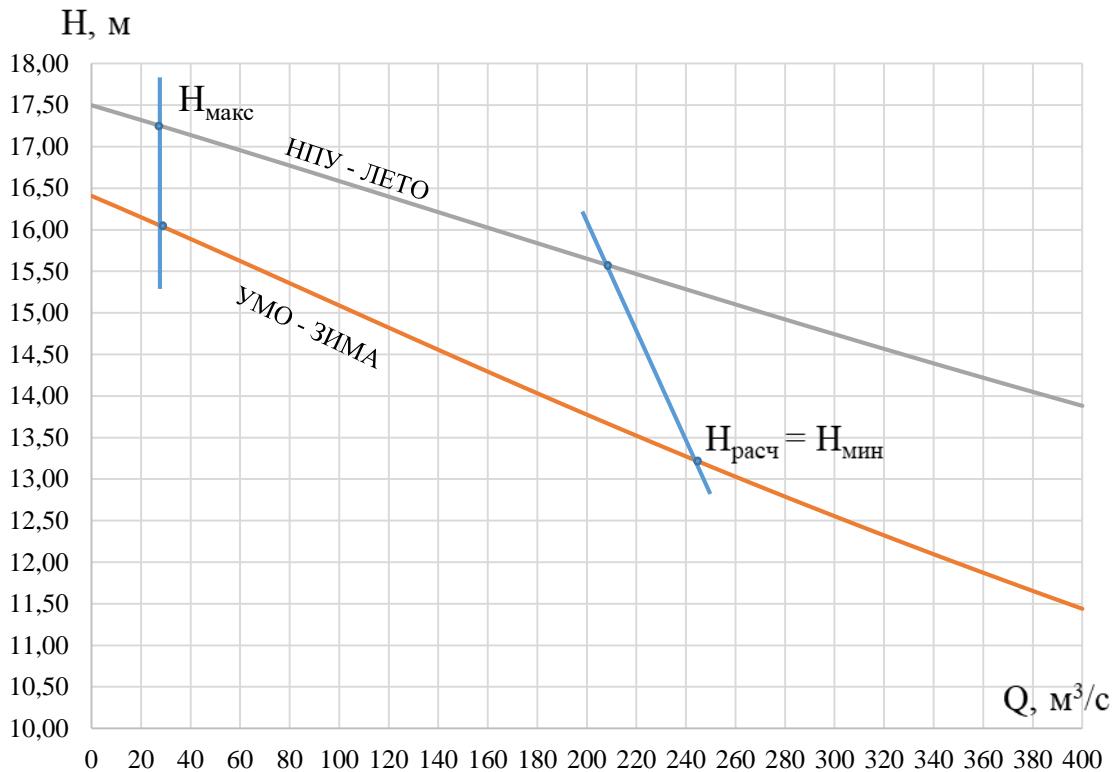


Рисунок 2.11 – Режимное поле

Согласно расчетам сработки-наполнения водохранилища, в ноябре, где уровень ВБ достигает УМО, при минимальном напоре выдается номинальная мощность. Следовательно, эта точка является одновременно расчетной точкой с расчетным напором и точкой с минимальным напором, а расход 245 м<sup>3</sup>/с – максимальная пропускная способность.

Таким образом, по итогам расчетов установленная мощность станции составляет 28 МВт, среднемноголетняя выработка 139,66 млн. кВт·ч, максимальный напор 17,24 м, расчетный 13,25 м, минимальный 13,25 м.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

##### 3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Используя главные универсальные характеристики, необходимо для каждого подходящего по напору типа турбины подобрать диаметр рабочего колеса, синхронную частоту вращения, при которых гидроагрегат будет работать с наибольшим КПД, минимальным заглублением РК. При этом число ГА должно быть минимально возможным из условия надежности работы.

На заданный выше диапазон напоров подходят следующие типы турбин (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры подходящих гидротурбин

Параметр	ПЛ 20-В	ПЛ 20-ГК	ПЛ 25-ГК
$H_{\text{пред}}$ , м	20	20	25
$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,35	0,35
$H_{\min\Gamma\text{ЭС}}/H_{\text{пред}}$	0,66	0,66	0,66
$n'_{\text{Iopt}}$ , $\text{мин}^{-1}$	146	155	150
$Q'_{\text{Iopt}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	1,16	1,58	1,68
$\eta_{\text{m opt}}$	0,92	0,918	0,912
$Q_{\text{I max}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	2,0	2,75	2,75
$D'1$ , м	0,50	0,46	0,46
$H_{\text{mod}}$ , м	10	3	3
$t_{\text{mod}}$ , $^{\circ}\text{C}$	20	18	18
$v_{\text{mod}}$ , $\text{м}^2/\text{с}$	1,01	1,06	1,06

##### 3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Для ряда стандартных значений диаметров  $D_1$  [1] рассчитываются следующие параметры (пример для ПЛ 20-В-400):

- мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 1,85 \cdot 4,0^2 \cdot 13,25^{1,5} \cdot 0,907 \cdot 0,97 = 12316,92 \text{ МВт}, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{Ip}$  - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_T$  - КПД натурной турбины;

$\eta_G$  - КПД генератора;

- КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left( 0,25 + \varepsilon * \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} * \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} * \sqrt[5]{\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{мод}}}} \right) = \\ = 1 - (1 - 0,879)0,25 + 0,75 * \sqrt[5]{\frac{0,5}{4,0}} * \sqrt[10]{\frac{10}{13,25}} * \sqrt[5]{\frac{1,51}{1,01}} = 0,907,$$
(3.2)

где  $\eta_{\text{м}}$  - КПД модельной турбины;

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

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

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H_p$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_{\text{н}}, \nu_{\text{мод}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины [1];

$\varepsilon$  - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon=0,75$ );

- количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{28000}{12316,92} = 2,27 \approx 2,$$
(3.3)

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=28$  МВт);

$N_{\text{а}}$  - мощность агрегата. Мощность одного агрегата принимается 14 МВт.

- Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} = \frac{0,907}{0,879} = 1,031 ;$$
(3.4)

• частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{\text{Ip}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{146 \cdot \sqrt{1,031 \cdot 13,25}}{4,0} = 134,91 \text{ об/мин},$$
(3.5)

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

Принимаем стандартное значение 150 об/мин.

• Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4}{(1,031 \cdot 13,25)^{0,5}} = 162,30 \text{ об/мин} ;$$
(3.6)

$$n'_{I \text{расч}} = \frac{n_{\text{сих}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4}{(1,031 \cdot 13,25)^{0,5}} = 162,30 \text{ об/мин}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{min}} = \frac{n_{\text{сих}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}} = \frac{150 \cdot 4}{(1,031 \cdot 17,24)^{0,5}} = 142,28 \text{ об/мин}; \quad (3.8)$$

- произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_{p \cdot \eta_T} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ср}}} = \frac{14000}{9,81 \cdot 4,0^2 \cdot 13,25^{1,5} \cdot 0,97} = \\ = 1,907 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.9)$$

где  $Q'_{p \cdot \eta_T}$  определяется подбором точки на линии  $n'_{Ip}$  на ГУХ;

- произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_{p \cdot \eta_T} = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ср}}} = \frac{14000}{9,81 \cdot 4,0^2 \cdot 17,24^{1,5} \cdot 0,97} = \\ = 1,285 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.10)$$

- приведенные расходы:

$$Q'_{p \text{min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta}} = \frac{29}{1 \cdot 4,0^2 \cdot \sqrt{13,25 \cdot 1,031}} = 0,49 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.11)$$

$$Q'_{p \text{max}} = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta}} = \frac{29}{1 \cdot 4,0^2 \cdot \sqrt{17,24 \cdot 1,031}} = 0,43 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛ 20-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 - параметры гидротурбин

Вариант	1	2	3	4	5
$D_1, \text{м}$	3,15	3,55	4	4,25	4,5
$\eta_T$	0,904	0,905	0,907	0,907	0,908
$N_a, \text{МВт}$	7612	9685	12317	13916	15614
$Z, \text{шт}$	3,68	2,89	2,27	2,01	1,79
$Z_a, \text{шт}$	4	3	2	2	2
$Na, \text{МВт}$	7000	9333,3	14000	14000	14000
$\Delta'$	1,028	1,030	1,031	1,032	1,033
$n'c, \text{об/мин}$	171,06	151,91	134,94	127,05	120,04
$n c \text{об/мин}$	187,5	166,7	150,0	136,4	125,0

Продолжение таблицы 3.2

Вариант	1	2	3	4	5
$n'_{\max}$ , об/мин	160,0	160,2	162,3	156,7	152,0
$n'_{\text{расч}}$ , об/мин	160,0	160,2	162,3	156,7	152,0
$n'_{\min}$ , об/мин	140,3	140,5	142,3	137,4	133,3
$Q \cdot \eta_{\max}$	1,54	1,61	1,91	1,69	1,51
$Q \cdot \eta_{\min}$	1,04	1,09	1,29	1,14	1,02
$Q'_{\max}$	0,69	0,55	0,43	0,38	0,34
$Q'_{\min}$	0,79	0,62	0,49	0,43	0,39

К дальнейшему рассмотрению предлагается вариант ПЛ 20-В-400. 1 и 2 варианты имеют меньший КПД, требуют большее количество агрегатов в компоновке. 4 и 5 варианты не подходят для пропуска заданного санитарного расхода в 29 м<sup>3</sup>/с.

Расчеты ПЛ 20-ГК нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбин

Вариант	1	2	3	4	5
$D_1$ , м	3,15	3,35	3,55	4,00	4,25
$\eta_t$	0,898	0,899	0,900	0,901	0,902
$N a$ , МВт	11350	12849	14441	18365	20750
$Z$ шт	2,47	2,18	1,94	1,53	1,35
$Z a$ , шт	3	2	2	2	2
$N a$ , МВт	9333,3	14000	14000	14000	14000
$\Delta'$	1,046	1,047	1,047	1,049	1,050
$n'_{\text{с}}$ , об/мин	183,2	172,3	162,7	144,5	136,0
$n_{\text{с}}$ об/мин	187,5	187,5	166,7	150,0	136,4
$n'_{\max}$ , об/мин	158,7	168,68	158,9	160,92	155,4
$n'_{\text{расч}}$ , об/мин	158,7	168,68	158,9	160,92	155,4
$n'_{\min}$ , об/мин	139,1	147,88	139,3	141,08	136,25
$Q \cdot \eta_{\text{рас}}$	2,05	2,72	2,42	1,91	1,70
$Q \cdot \eta_{\max}$	1,38	1,83	1,63	1,29	1,14
$Q'_{\max}$	0,69	0,61	0,54	0,43	0,38
$Q'_{\min}$	0,79	0,69	0,62	0,49	0,43

К дальнейшему рассмотрению предлагается вариант ПЛ 20-ГК-400. 1 вариант имеет меньший КПД, требует большее количество агрегатов в компоновке. 2 и 3 варианты не обладают должной пропускной способностью. 5 вариант не подходит для пропуска заданного санитарного расхода.

Расчеты ПЛ 25-ГК нескольких диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбин

Вариант	1	2	3	4	5
D1, м	3,00	3,15	3,55	4,00	4,25
$\eta_t$	0,880	0,881	0,883	0,884	0,885
N' a, МВт	10051	11091	14116	17958	20293
Z' шт	2,77	2,53	1,98	1,56	1,38
Z a, шт	3	3	2	2	2
N a, МВт	9333,3	9333,3	14000	14000	14000
$\Delta'$	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
n'с, об/мин	186,8	178,0	158,1	140,5	132,6
n с об/мин	187,5	187,5	166,7	150,0	136,4
n' max, об/мин	150,5	158,0	158,1	160,2	154,7
n' расч, об/мин	150,5	158,0	158,1	160,2	154,7
n' min, об/мин	132,0	138,5	138,6	140,4	135,6
Q·η рас	2,26	2,05	2,42	1,91	1,69
Q·η max	1,52	1,38	1,63	1,29	1,14
Q' max	0,76	0,69	0,54	0,42	0,38
Q' min	0,86	0,78	0,61	0,48	0,43

К дальнейшему рассмотрению предлагается вариант ПЛ 25-ГК-315. 1 вариант имеет меньший КПД. 3 вариант не обладает должной пропускной способностью. 4 и 5 вариант не подходят для пропуска заданного санитарного расхода.

Сравнение трех получившихся вариантов представлено в таблице 3.5:

Таблица 3.5 – Сравнение финальных вариантов гидротурбин

Турбина	КПД, %	Высота отсасывания, м	Диаметр, м	Число ГА, шт
ПЛ 20-В-400	90,7	-4,0	4,0	2
ПЛ 20-ГК-400	90,1	-3,73	4,0	2
ПЛ 25-ГК-315	88,1	-7,84	3,15	3

Исходя из параметров, перечисленных выше к установке рекомендуется гидротурбина ПЛ 20-В-400. Она имеет больший КПД по сравнению с ПЛ 20-ГК-400 при почти идентичной  $H_s$ ; меньшую высоту отсасывания и число агрегатов в компоновке по сравнению с ПЛ 25-ГК-315. Зона работы рекомендованной турбины представлена в приложении Б.

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

Отметка расположения РК гидротурбины:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s, \quad (3.13)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования, т.е. одним из следующих режимов:

- работа при расчетном напоре и номинальной мощности;
- работа при максимальном напоре и номинальной мощности;
- работа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = H_{\text{атм}} - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.\text{пл}}, \quad (3.14)$$

где  $H_{\text{атм}}$  - барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

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

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

$\Delta Z_{x.\text{пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин  $\Delta Z_{x.\text{пл.}} = 0$ .

Высота отсасывания по формуле (3.14):

- при  $H_{\text{max}}$  и  $N_{\text{ном}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{93,63}{900} - 0,52 \cdot 17,24 - 1,5 = -0,24 \text{ м};$$

- при  $H_p$  и  $N_{\text{ном}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{94,48}{900} - 0,96 \cdot 13,25 - 1,5 = -4,0 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по формуле (3.13):

$$Z_{\text{РК1}} = 93,63 - 0,24 = 93,39 \text{ м};$$

$$Z_{\text{РК2}} = 94,48 - 4,0 = 90,48 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбирается минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK2} = 90,48$  м.

### **3.3 Гидромеханический расчет и построение бетонной спиральной камеры и определение геометрических размеров проточной части**

По чертежу проточной части (приложение Б) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

1) наружный радиус входного сечения:

$$r_{bx} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 4,0 = 6,52 \text{ м.} \quad (3.15)$$

2) Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 6,2 \text{ м;}$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{6,2}{2} = 3,1 \text{ м.} \quad (3.16)$$

3) Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 5,42 \text{ м;}$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{5,42}{2} = 2,71 \text{ м.} \quad (3.17)$$

4) Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_t} = \frac{14000}{9,81 \cdot 13,25 \cdot 0,907} = 118,75 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.18)$$

5) Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{bx} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{118,75 \cdot 210}{360} = 69,27 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.19)$$

6) Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{V_{bx}} = \frac{69,27}{3,3} = 20,99 \text{ м}^2. \quad (3.20)$$

7) Высота статора:

$$B_{ct} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,72 + 0,0033 \cdot 4,0 = 1,73 \text{ м}, \quad (3.21)$$

где  $b_0 = 1,72$  м – высота статора из чертежа к ГУХ.

8) Высота входного сечения из квадратного уравнения:

$$F_{bx} = b_0(r_a - r_b) + (r_{bx} - r_a)b_{bx} - \frac{(b_{bx} - b_0)^2}{2} \cdot tg 15^o; \quad (3.22)$$

$$20,99 = 1,72 \cdot (3,1 - 2,71) + (6,52 - 3,1) \cdot b_{bx} - \frac{(b_{bx} - 1,72)^2}{2} \cdot tg 15^o;$$

$$b_{bx} = 7,06 \text{ м.}$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.23)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2; \quad (3.24)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{bx}}{a_{bx}^2};$$

$$b_i = m_i + b_0; \quad (3.25)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot tg 15^o. \quad (3.26)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot ct\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.27)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^o = \frac{180}{J_{bx}} \cdot J_i. \quad (3.28)$$

Таблица 3.6 - Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
$r_i, \text{ м}$	6,52	6,17	5,83	5,48	5,13	4,79	4,44	4,10	3,75	3,40	3,06	2,71
$b_i, \text{ м}$	7,06	6,52	5,98	5,44	4,90	4,36	3,82	3,27	2,73	2,19	1,65	1,11
$a_i, \text{ м}$	3,42	3,07	2,73	2,38	2,03	1,69	1,34	1,00	0,65	0,30	-0,04	-0,39
$r_k, \text{ м}$	4,53	4,39	4,24	4,10	3,95	3,81	3,66	3,52	3,37	3,23	3,08	2,94
$r_k/r_a$	1,46	1,41	1,37	1,32	1,27	1,23	1,18	1,13	1,09	1,04	0,99	0,95
$\ln(r_k/r_a)$	0,38	0,35	0,31	0,28	0,24	0,21	0,17	0,13	0,08	0,04	-0,01	-0,05
$r_k \cdot \operatorname{ctg} \phi$	16,91	16,37	15,83	15,28	14,74	14,20	13,66	13,12	12,58	12,04	11,50	10,96
$r_k \cdot \operatorname{ctg} \phi \cdot \ln(r_k/r_a)$	6,41	5,68	4,96	4,26	3,58	2,91	2,27	1,65	1,06	0,48	-0,07	-0,59
$m_i, \text{ м}$	5,34	4,80	4,26	3,72	3,18	2,64	2,10	1,55	1,01	0,47	-0,07	-0,61
$J_i$	4,41	3,85	3,31	2,79	2,30	1,85	1,43	1,04	0,71	0,43	0,21	0,07
$\Phi_{\text{сп}} i$	225,00	196,31	168,76	142,48	117,60	94,30	72,78	53,30	36,17	21,77	10,60	3,33

С помощью произведённых расчётов построим график зависимости  $\Phi_{\text{сп}} = f(r_i)$  (рисунок 3.2):

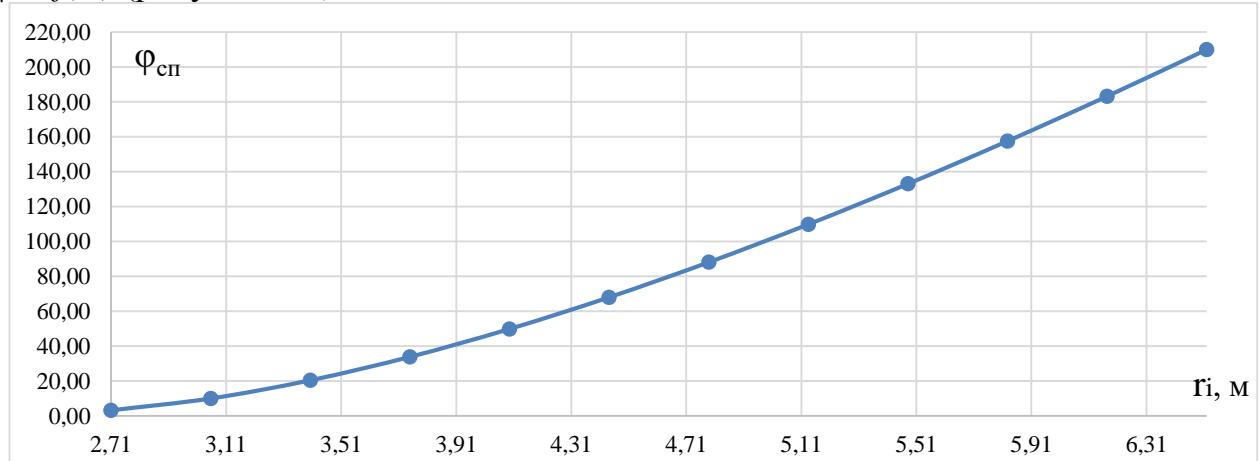


Рисунок 3.2 – График зависимости  $\Phi_{\text{сп}}=f(r_i)$

С полученного графика снимаются значения  $r_i$  через каждые  $15^\circ$  (таблица 3.7):

Таблица 3.7 – Построение спиральной камеры

$\phi_i$	0	15	30	45	60	75	90	105	12	135	150	165	180	195	210
$r_i, \text{ м}$	2,7	3,2	3,6	4,0	4,3	4,5	4,8	5,0	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5

При определении ширины водовода  $B$  из ГУХ получено значение 10,6 м. Необходимо установить промежуточный бычок, ширина которого так же обозначена на ГУХ:  $b = 1,0$  м, и учтена в ширине  $B$ .

### 3.4 Выбор серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [5] по номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

К установке выбирается ВГС 525/114-40. Его основные параметры (табл.

Таблица 3.8 – Данные гидрогенератора ВГС 525/114-40

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	ном	МВ·А	
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$		
Номинальная частота вращения	ном	об/мин	
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	
Исполнение		Подвесное	

### 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор крана машинного зала

#### 3.5.1 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Расчет вала на прочность.

Диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( 5,1 * \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 * \frac{0,91}{30} \right)^{0,33} = 0,540 \text{ м}, \quad (3.29)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ ;

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 14000}{150} = 0,91 \text{ МПа}. \quad (3.30)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного  $D_e = 550 \text{ мм}$ .

Расчёт подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 14000}{150 \cdot 4,0} = 18,7 \text{ кН}. \quad (3.31)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{пп}}$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_e$ , принимаем  $d_{\text{пп}}=570 \text{ мм}$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$\rho_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{пп}} \cdot h_{\text{пп}}} = \frac{18,7}{0,57 \cdot 0,3} = 109,4 \text{ кПа}, \quad (3.32)$$

где  $h_{\text{пп}}$  принимается 300 мм, при  $D_{\text{в}} = (500 - 800) \text{ мм}$ .

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30} = 29 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot \frac{0,57}{30} = 259,7 \text{ кПа. (3.33)}$$

Условие  $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$  соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$Z_{сегм} = 8.$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)} = \frac{18,7}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cos 90^\circ} = 7,75 \text{ кН, (3.34)}$$

$$\text{где } a = \frac{360}{Z_{сегм}} = 45^\circ.$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{\Pi}} = \frac{18,7}{0,201 \cdot 0,3} = 310,1 \text{ кПа, (3.35)}$$

$$\text{где } l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\Pi}}{Z_{сегм}} = 0,201 \text{ м.}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30} = 50 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot \frac{0,57}{30} = 447,7 \text{ кПа. (3.36)}$$

Условие  $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$  соблюдается.

В качестве турбинного подшипника принимается кольцевой подшипник на водяной смазке.

### 3.5.2 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [6] определяется тип маслонапорной установки для напора 13,25 м и  $D_1 = 4,0$  м: МНУ 2,5/1-40-4-2, где: 2,5 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>;

4 - сливной бак, вместительностью 4 м<sup>3</sup>;

2 - количество насосов.

### **3.5.3 Выбор электрогидравлического регулятора**

По таблице [6] определяется тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Выбранный регулятор:

ЭГРК-МП-100-4, где:

ЭГР - электрогидравлический регулятор;

МП - микропроцессорный;

100- диаметр главного золотника;

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

### **3.5.4 Выбор кранов**

Грузоподъемность крана машинного зала должна быть больше массы самого тяжелого переносимого элемента (обычно это ротор генератора).

Исходя из массы ротора гидрогенератора 98 тонн [5] и количества агрегатов - 2, выбираем мостовой кран грузоподъемностью 100/20 тонн, где 100 тонн – грузоподъемность главного крюка, 20 тонн – вспомогательного.

Грузоподъемность козловых кранов ВБ и НБ предварительно принимается 50 и 20 тонн соответственно.

## **4 Электрическая часть**

### **4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений**

Электрические схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство.

Янискоски ГЭС проектируется с двумя агрегатами, поэтому, исходя из условий надежности, должна быть применена схема из двух простых блоков, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор.

Выбор напряжения распределительного устройства обусловлен наличием в непосредственной близости (66,5 км) подстанции ПС-20 «Никель» 110кВ, имеющей связь с энергосистемой Мурманской области, а также проходящей на расстоянии 500 метров линии 110 кВ Никель – Кайтакоски ГЭС, к которой возможно подключение отпайкой. Напряжение РУ принимается 110 кВ

### **4.2 Выбор основного оборудования ГЭС**

#### **4.2.1 Выбор синхронного генератора**

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор ВГС-525/114-40 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.1.

**Таблица 4.1 - Паспортные данные генератора ВГС-525/114-40**

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВ·А	
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е.	
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	
Индуктивные сопротивления	$x''_d$	о.е.	
	$x'_d$	о.е.	
	$x_d$	о.е.	

#### **4.2.2 Выбор силового трансформатора**

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТД-25000/110-УХЛ1 с РПН. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2:

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТД-25000/110-УХЛ1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	ном	МВ·А	
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	
Напряжение короткого замыкания	$U_k$		
Потери короткого замыкания	$\Delta P_k$	кВт	
Потери холостого хода	$\Delta P_x$	кВт	
Ток холостого хода	$I_x$		

### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на распределение:

$$S_{\Sigma} = \sum S_{\Gamma} - S_{\text{с.н.}} = 35 - 0,7 = 34,3 \text{ МВ·А.} \quad (4.1)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ  $P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт.}$   
Коэффициент мощности системы  $\cos\varphi_c = 0,85.$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi_c} + 1 = \frac{34,3}{30/0,85} + 1 = 1,97. \quad (4.2)$$

Принимается 2-х цепная ВЛ 110 кВ.

Рабочий ток линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{34300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 90 \text{ А.} \quad (4.3)$$

Расчетный ток линии:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 90 = 104 \text{ А,} \quad (4.4)$$

где  $\alpha_t$  - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;  
 $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

Послеаварийный ток:

$$I_{\text{п.ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{34300}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 180 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Принимается провод марки АС-70/11. Каталожные данные представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Параметры провода марки АС-70/11

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	
Предельно допустимый ток	$I_{доп}$	А	

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического сравнения вариантов

Для напряжения 110 кВ при количестве присоединений 4 (2 трансформатора и 2 линии) на основании стандарта организации «РусГидро» [12] для технико-экономического сравнения принимаются следующие варианты электрических схем:

- 1) мостик 110-5Н с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, выполненный в виде открытого распределительного устройства;
- 2) мостик 110-5Н, выполненный в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ);
- 3) четырехугольник 110-7, выполненный в виде открытого распределительного устройства;
- 4) четырехугольник 110-7, выполненный в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Экономическое сравнение вариантов осуществляется путем сравнения их приведенных затрат:

$$Z = E_n \cdot K_{итог} + I, \quad (4.6)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений, для электроэнергетики равный 0,15;

$K_{итог}$  – капиталовложения в оборудование и строительно-монтажные работы, рассчитываемые по укрупненным стоимостным показателям [14];

$I$  – издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт оборудования.

- 1) Расчет капиталовложений и издержек для варианта ОРУ-110-5Н:
  - а. стоимость 3-х ячеек элегазовых выключателей 110 кВ и 2-х ячеек выкуумных выключателей 10 кВ:

$$K_{выкл} = 3 \cdot 7703 + 2 \cdot 163 = 23435 \text{ т.р.}$$

- б. стоимость 2-х ячеек силовых трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА:

$$K_t = 2 \cdot 7553 = 15106 \text{ т.р.}$$

в. стоимость постоянной части затрат (благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы) для ОРУ-110-5Н:

$$K_{\text{пост}} = 10340 \text{ т.р.}$$

Итого, суммарные капиталовложения в оборудование:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{выкл}} + K_t + K_{\text{пост}} = 23435 + 15106 + 10340 = 48881 \text{ т.р.} \quad (4.7)$$

г. капиталовложения в строительство (22,23% от суммарных капиталовложений в оборудование согласно [14]):

$$K_{\text{стр}} = 0,2223 \cdot K_{\Sigma} = 0,2223 \cdot 48881 = 10866 \text{ т.р.} \quad (4.8)$$

Данные укрупненные стоимостные показатели указаны в ценах 01.01.2000 г. для Московской области. Соответственно необходимо учесть индексы изменения стоимости оборудования и строительных работ [23], а также территориальный коэффициент [14]:

$$k_{\text{и.обор}} = 4,43; k_{\text{и.стр}} = 8,72; k_{\text{тер}} = 1,22.$$

Итоговые капиталовложения:

$$K_{\text{итог}} = (k_{\text{и.обор}} \cdot K_{\Sigma} + k_{\text{и.стр}} \cdot K_{\text{стр}}) \cdot k_{\text{тер}} = (4,43 \cdot 48881 + 8,72 \cdot 10866 \cdot 1,22) = 379782 \text{ т.р.} \quad (4.9)$$

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт вычисляются как доля от капиталовложений:

$$И = (a_{\text{ам}} + a_{\text{рем+обсл}}) \cdot K_{\text{итог}}, \quad (4.10)$$

где  $a_{\text{ам}} = 1/30 = 0,0333$  – норма годовых амортизационных отчислений (исходя из условий, что нормированный срок эксплуатации оборудования ОРУ равен 30 лет [15])

$a_{\text{рем+обсл}} = 0,059$  – норма годовых отчислений на ремонт и обслуживание (для ОРУ [15]).

$$И = (0,0333 + 0,059) \cdot 379782 = 35054 \text{ т.р.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 379782 + 35054 = 92021 \text{ т.р.}$$

- 2) Расчет капиталовложений и издержек для варианта КРУЭ-110-5Н:  
а. стоимость 3-х ячеек элегазовых выключателей 110 кВ и 2-х ячеек вакуумных выключателей 10 кВ:

$$K_{\text{выкл}} = 3 \cdot 11675 + 2 \cdot 163 = 35351 \text{ т.р.}$$

- б. стоимость 2-х ячеек силовых трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА:

$$K_t = 2 \cdot 7553 = 15106 \text{ т.р.}$$

- в. стоимость постоянной части затрат для КРУЭ-110-5Н:

$$K_{\text{пост}} = 6580 \text{ т.р.}$$

Итого, суммарные капиталовложения в оборудование по формуле (4.7):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{выкл}} + K_t + K_{\text{пост}} = 35351 + 15106 + 6580 = 57037 \text{ т.р.}$$

- г. капиталовложения в строительство (22,23% от суммарных капиталовложений в оборудование) по формуле (4.8):

$$K_{\text{стр}} = 0,2223 \cdot K_{\Sigma} = 0,2223 \cdot 57037 = 12679 \text{ т.р.}$$

Итоговые капиталовложения по формуле (4.9):

$$K_{\text{итог}} = (k_{\text{и.обор}} \cdot K_{\Sigma} + k_{\text{и.стр}} \cdot K_{\text{стр}}) \cdot k_{\text{тер}} = (4,43 \cdot 57037 + 8,72 \cdot 12679) \cdot 1,22 = 443146 \text{ т.р.}$$

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт по формуле (4.10):

$$I = (a_{\text{ам}} + a_{\text{рем+обсл}}) \cdot K_{\text{итог}},$$

где  $a_{\text{ам}} = 1/50 = 0,02$  – норма годовых амортизационных отчислений (исходя из условий, что нормированный срок эксплуатации оборудования КРУЭ равен 50 лет [15]);

$a_{\text{рем+обсл}} = 0,018$  – норма годовых отчислений на ремонт и обслуживание (для КРУЭ [15]).

$$И = (0,02 + 0,018) \cdot 443146 = 16840 \text{ т.р.}$$

Приведенные затраты:

$$З_2 = 0,15 \cdot 443146 + 16840 = 83312 \text{ т.р.}$$

3) Расчет капиталовложений и издержек для варианта ОРУ-110-7:

а. стоимость 4-х ячеек элегазовых выключателей 110 кВ и 2-х ячеек вакуумных выключателей 10 кВ:

$$К_{выкл} = 4 \cdot 7703 + 2 \cdot 163 = 31138 \text{ т.р.}$$

б. стоимость 2-х ячеек силовых трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА:

$$К_t = 2 \cdot 7553 = 15106 \text{ т.р.}$$

в. стоимость постоянной части затрат для ОРУ-110-7:

$$К_{пост} = 10340 \text{ т.р.}$$

Итого, суммарные капиталовложения в оборудование по формуле (4.7):

$$К_{\Sigma} = К_{выкл} + К_t + К_{пост} = 31138 + 15106 + 10340 = 56584 \text{ т.р.}$$

г. капиталовложения в строительство (22,23% от суммарных капиталовложений в оборудование) по формуле (4.8):

$$К_{стр} = 0,2223 \cdot К_{\Sigma} = 0,2223 \cdot 56584 = 12579 \text{ т.р.}$$

Итоговые капиталовложения по формуле (4.9):

$$К_{итог} = (k_{и.обор} \cdot К_{\Sigma} + k_{и.стр} \cdot К_{стр}) \cdot k_{тер} = (4,43 \cdot 56584 + 8,72 \cdot 12579) \cdot 1,22 = 439634 \text{ т.р.}$$

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт по формуле (4.10):

$$И = (a_{ам} + a_{рем+обсл}) \cdot К_{итог},$$

где  $a_{ам} = 1/30 = 0,0333$  – норма годовых амортизационных отчислений (исходя из условий, что нормированный срок эксплуатации оборудования ОРУ равен 30 лет);

$a_{\text{рем+обсл}} = 0,059$  – норма годовых отчислений на ремонт и обслуживание (для ОРУ).

$$И = (0,0333 + 0,059) \cdot 439634 = 40578 \text{ т.р.}$$

Приведенные затраты:

$$З_3 = 0,15 \cdot 439634 + 40578 = 106523 \text{ т.р.}$$

- 4) Расчет капиталовложений и издержек для варианта КРУЭ-110-7:  
 а. стоимость 4-х ячеек элегазовых выключателей 110 кВ и 2-х ячеек выкуумных выключателей 10 кВ:

$$K_{\text{выкл}} = 4 \cdot 11675 + 2 \cdot 163 = 47026 \text{ т.р.}$$

- б. стоимость 2-х ячеек силовых трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА:

$$K_t = 2 \cdot 7553 = 15106 \text{ т.р.}$$

- в. стоимость постоянной части затрат для КРУЭ-110-7:

$$K_{\text{пост}} = 6580 \text{ т.р.}$$

Итого, суммарные капиталовложения в оборудование по формуле (4.7):

$$K_{\Sigma} = K_{\text{выкл}} + K_t + K_{\text{пост}} = 47026 + 15106 + 6580 = 68712 \text{ т.р.}$$

- г. капиталовложения в строительство (22,23% от суммарных капиталовложений в оборудование) по формуле (4.8):

$$K_{\text{стр}} = 0,2223 \cdot K_{\Sigma} = 0,2223 \cdot 68712 = 15275 \text{ т.р.}$$

Итоговые капиталовложения по формуле (4.9):

$$K_{\text{итог}} = (k_{\text{и.обор}} \cdot K_{\Sigma} + k_{\text{и.стр}} \cdot K_{\text{стр}}) \cdot k_{\text{тер}} = (4,43 \cdot 68712 + 8,72 \cdot 15275) \cdot 1,22 = 533862 \text{ т.р.}$$

Издержки на амортизацию, обслуживание и ремонт по формуле (4.10):

$$И = (a_{\text{ам}} + a_{\text{рем+обсл}}) \cdot K_{\text{итог}},$$

где  $a_{\text{ам}} = 1/50 = 0,02$  – норма годовых амортизационных отчислений (исходя из условий, что нормированный срок эксплуатации оборудования КРУЭ равен 50 лет);

$a_{\text{рем+обсл}} = 0,018$  – норма годовых отчислений на ремонт и обслуживание (для КРУЭ).

$$И = (0,02 + 0,018) \cdot 533862 = 20287 \text{ т.р.}$$

Приведенные затраты:

$$З_4 = 0,15 \cdot 533862 + 20287 = 100366 \text{ т.р.}$$

Итоговое сравнение вариантов представлено в таблице 4.4:

Таблица 4.4 - Экономическое сравнение

	ОРУ-110-5Н	КРУЭ-110-5Н	ОРУ-110-7	КРУЭ-110-7
К <sub>итог.</sub> , т.р.	379782	443146	439634	533862
И, т.р.	35054	16840	40578	20287
З, т.р.	92021	83312	106523	100366

Согласно расчетам приведенных затрат, наиболее экономически эффективным является применение схемы мостик 110-5Н, выполненной в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

С технической точки зрения лучшей схемой является четырехугольник 110-7, выполненной в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), однако стоимость ее приведенных затрат на 20,5% выше, чем у схемы КРУЭ-110-5Н. Хотя схема КРУЭ-110-7 является более надежной и гибкой, но ее применение на ГЭС малой мощности экономически нецелесообразно, т.к. капиталовложения и издержки значительно выше, чем у схемы КРУЭ-110-5Н, обладающей необходимой надежностью и гибкостью.

К установке принимается КРУЭ-110-5Н.

#### 4.5 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.1.

Необходимо рассчитать токи КЗ в точках К1 и К2 (на шинах РУ 110 кВ и на генераторном напряжении 10,5 кВ).

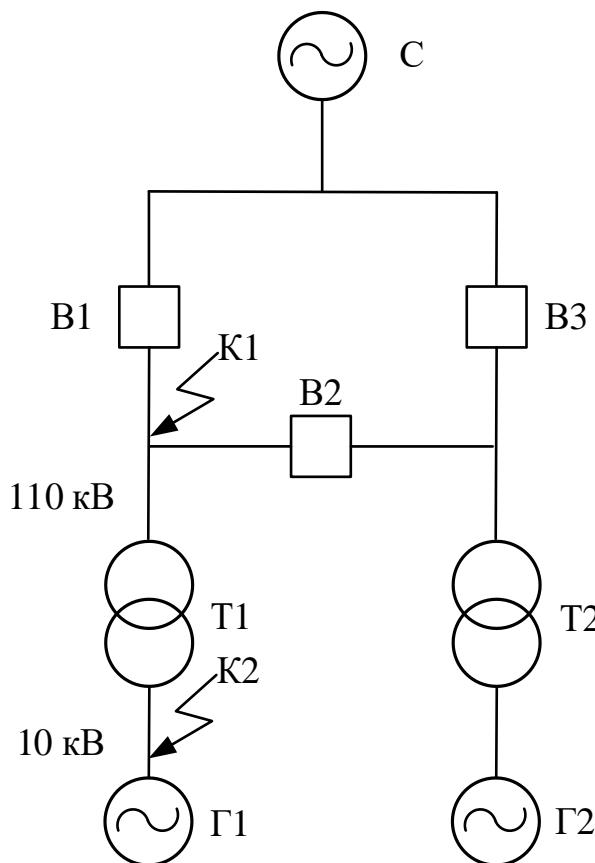


Рисунок 4.1–Расчетная схема Янискоски ГЭС

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

Реактивное сопротивление линии:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}}}{2} \cdot l = \frac{0,275}{2} \cdot 66,5 = 9,14 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление линии нулевой последовательности:

$$x_{\text{л}0} = 4,7 \cdot x_{\text{л}} = 4,7 \cdot 9,14 = 42,96 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{\text{уд}}}{2} \cdot l = 0,42 \cdot 66,5 = 13,97 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии нулевой последовательности:

$$r_{\text{л}0} = 10 \cdot r_{\text{л}} = 10 \cdot 13,97 = 139,7 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{110^2}{150} = 80,66 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление нулевой последовательности системы:

$$x_{c,0} = 2,8 \cdot x_c = 2,8 \cdot 80,66 = 225,85 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление системы:

$$r_c = \frac{x_c}{20} = \frac{80,66}{20} = 4,03 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление нулевой последовательности системы:

$$r_{c,0} = 1,6 \cdot r_c = 1,6 \cdot 4,03 = 6,45 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_t = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{номT}}^2}{S_{\text{номT}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{25} = 61,49 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\text{номT}}^2}{S_{\text{номT}}^2} = 120 \cdot \frac{121^2}{25^2} = 2,81 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление генератора:

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{номГ}}^2}{S_{\text{номГ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{17,5} = 1,26 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление генератора:

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_a} = \frac{1,26}{314 \cdot 0,045} = 0,09 \text{ Ом.}$$

Схема замещения представлена на рисунке 4.2:

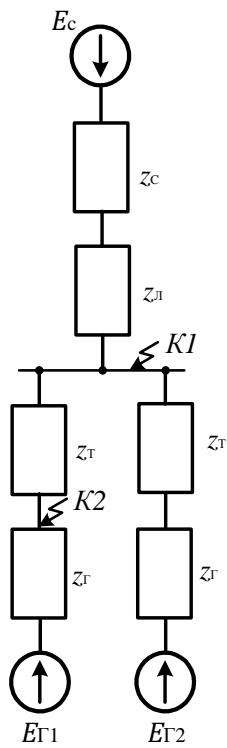


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

На рисунках 4.3-4.8 представлены расчеты в программном комплексе RastrWin3.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_nom
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	1	Г1		11
2	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	2	Г2		11
3	<input checked="" type="checkbox"/>			у	3	НН Т1		11
4	<input checked="" type="checkbox"/>			у	4	НН Т2		11
5	<input checked="" type="checkbox"/>			у	5	ВН Т1		110
6	<input checked="" type="checkbox"/>			у	6	ВН Т2		110
7	<input checked="" type="checkbox"/>			у	7	Л1		110
8	<input checked="" type="checkbox"/>			у	8	Л2		110
9	<input checked="" type="checkbox"/>			у	9	Система		110

Рисунок 4.3 – Узлы в RastrWin3

Рисунок 4.4 – Ветви в RastrWin3

Рисунок 4.5 – Генераторы и система в RastrWin3

Рисунок 4.6 – Трехфазное КЗ на выводах генератора в RastrWin3

Рисунок 4.7 – Трехфазное КЗ на шинах РУ в RastrWin3

Рисунок 4.8 – Однофазное КЗ на шинах РУ в RastrWin3

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{по}, \text{kA}}$	$T_a, \text{s}$	$i_y, \text{kA}$	$I_{\text{по}, \text{kA}}$
K1 (Шины 110 кВ)	3,2	0,034	10,4	4,2
K2 (Генератор 10,5 кВ)	5,5	0,045	14	-

## 4.6 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:

$$U_y < U_{\text{ном}},$$

где  $U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение аппарата или кабеля.

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

$$I_{\Gamma \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{17,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1010,4 \text{ A.} \quad (4.11)$$

Расчетный ток присоединения трансформаторов:

$$I_{T \text{раб.макс}} = \frac{1,05 \cdot S_{\Gamma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ном}}} = \frac{1,05 \cdot 17,5}{\sqrt{3} \cdot 121} = 87,7 \text{ A.} \quad (4.12)$$

Присоединение отпайки собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{\text{с.н.раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с.н.ном}}} = 1,05 \cdot \frac{0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 40,4 \text{ A.} \quad (4.13)$$

К установке принимаем КРУЭ-110-5Н производства ООО «ПитерЭнергоМаш» [21]. РУ укомплектовано выключателями, разъединителями, заземлителями и измерительными трансформаторами тока и напряжения. Основные данные КРУЭ представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Характеристики КРУЭ-110-5Н

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 87,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 10,4 \text{ кА}$	$I_y = 80 \text{ кА}$
$B = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}) =$ $= 4,2^2 \cdot (0,04 + 0,035) = 1,3 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2997 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

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

Для ограничения перенапряжений с высокой стороны силового трансформатора принимается к установке ОПНп-110 УХЛ1, с низкой ОПНп-10 УХЛ1.

На генераторное напряжение согласно пункту 2.1.6.9 технической политики ПАО «РусГидро» принимается для установки комплектное генераторное распределительное устройство в модульном исполнении отечественного производства CuprAL-1 (производство фирмы CuprAL, Свердловская область) с вакуумным выключателем [22]. Основные данные CuprAL-1 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Основные характеристики КГРУ CuprAL-1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб. max}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 14,0 \text{ кА}$	$I_y = 100 \text{ кА}$
$B = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}) =$ $= 5,5^2 \cdot (0,04 + 0,015) = 1,7 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2997 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Генераторное распределительное устройство ГРУ серии CuprAl-1 представляет собой готовое компактное изделие, трехфазное, с воздушной изоляцией, выполненное в металлическом корпусе и состоящее из вакуумного генераторного выключателя, заземляющего разъединителя, заземлителей, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, ограничителя перенапряжений, конденсаторов. Все оборудование, входящее в состав КГРУ не требует проверки на термическую и динамическую стойкость.

#### 4.7 Компоновка схемы собственных нужд ГЭС

В качестве источников питания собственных нужд согласно [12] принимаются:

- 1) обмотки низших напряжений повышающих трансформаторов обоих блоков;

2) линия 35 кВ от подстанции местного района ПС-20, проходящая в 500 метрах от проектируемой Янискоски ГЭС.

Для питания особой группы потребителей собственных нужд принимаются дизель-генераторные установки: одна 10,5 кВ 250 кВ·А на секцию Р-3 КРУ 10 кВ и две на сборки ответственных потребителей в нижнем бьефе (0,4 кВ 82 кВ·А) и в верхнем (0,4 кВ 150 кВ·А) (рис. 4.9).

Электрическая схема выполняется на два напряжения – 10 и 0,4 кВ.

Мощность собственных нужд принимается как 2% мощности станции:

$$S_{c.n.} = 0,02 \cdot \Sigma S_{\Gamma} = 0,02 \cdot 35000 = 700 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Для питания электроприемников собственных нужд от секций Р-1 и Р-2 КРУ 10 кВ принимаются восемь сухих трансформаторов ТСЗ-250/10,5/0,4. Для питания агрегатных нужд АН-1 и АН-2 в аварийных ситуациях при поврежденных секциях Р-1 и Р-2 предназначен сухой трансформатор ТСЗ-400/10,5/0,4.

В качестве резервного трансформатора, подключаемого к секции Р-3 КРУ 10 кВ принимается один сухой трансформатор ТСЗ-630/35/10,5 с РПН.

Трансформаторы собственных нужд подобраны по каталогу ООО «РосЭнергоТранс».

В качестве источника питания постоянного тока принимается одна батарея аккумуляторов.

Схема собственных нужд представлена на рисунке 4.9.

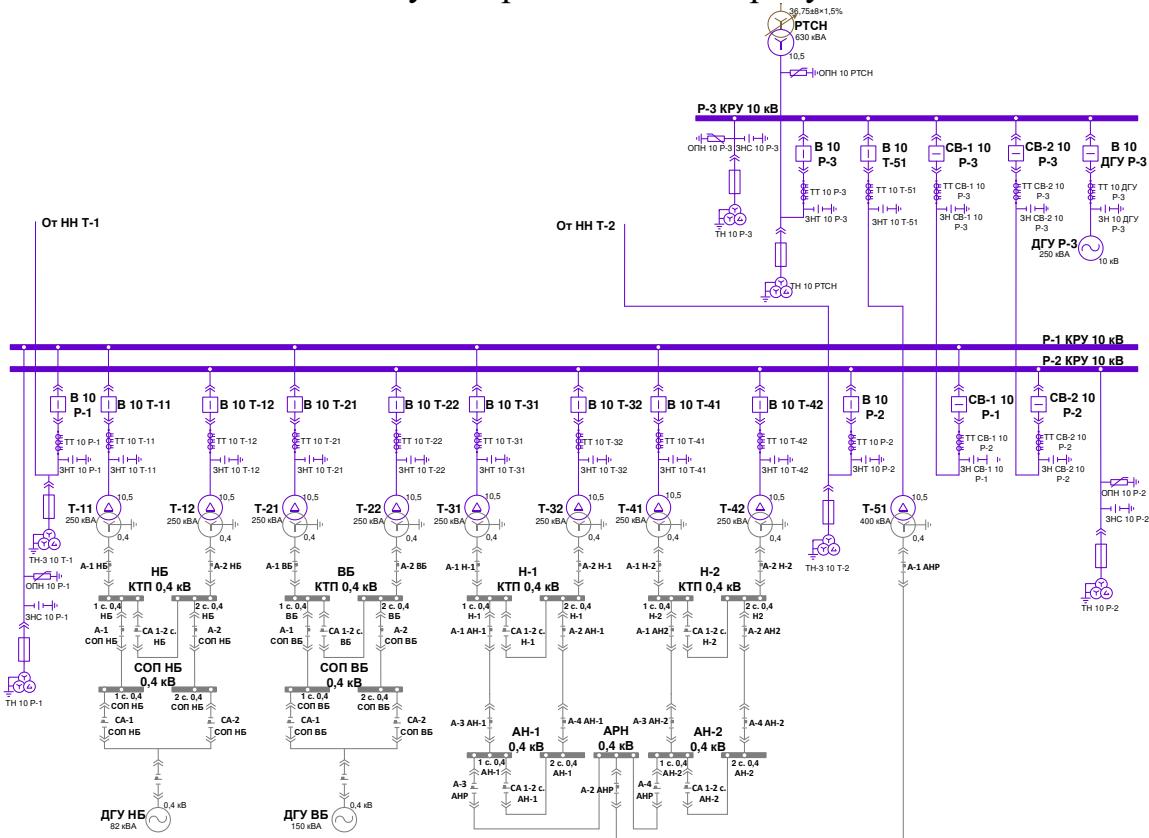


Рисунок 4.9 – Схема собственных нужд Янискоски ГЭС

## **5 Релейная защита и автоматика**

### **5.1 Перечень защит основного оборудования**

В соответствии с ПУЭ согласно мощности оборудования, принимаем к установке следующие виды защит:

- 1) На генераторе ВГС-525/114-40:
  - продольная дифференциальная защита генератора от междуфазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
  - защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
  - защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
  - защита от повышения напряжения;
  - защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
  - защита от симметричных перегрузок статора;
  - дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
  - защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
  - защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
  - защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- 2) На силовом трансформаторе блока ТД-25000/110/10,5:
  - дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
  - резервная максимальная токовая защита;
  - реле тока охлаждения трансформатора блока.
- 3) На трансформаторе СН ГЭС:
  - максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
  - токовая отсечка;
  - защита от перегрузки;
  - реле тока охлаждения.
- 4) На ЛЭП 110 кВ:
  - a. основные защиты:
    - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
  - b. резервные защиты:
    - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
    - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ )

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Задача выполняется двухфазной (т.к. генератор малой мощности) и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 962 \text{ A}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{TT}} = 1000/5 \text{ A}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{CP.0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле (5.1):

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия по формуле (5.2):

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.2)$$

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

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,2 \cdot I_{\text{H}}$ .

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании по формуле (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле (5.4):

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_g}{x_d''} \cdot I_H, \quad (5.4)$$

где  $E''_g$  - сверхпереходное ЭДС генератора, принимается равным 1,02;  
 $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, равное 0,2.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 962 = 5435,3 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 5435,3 = 543,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается по формуле (5.5):

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.5)$$

где  $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

$K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$$K_T > \frac{543,5 \cdot 2}{5500},$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,4$ .

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) по формуле (5.6):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5.$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

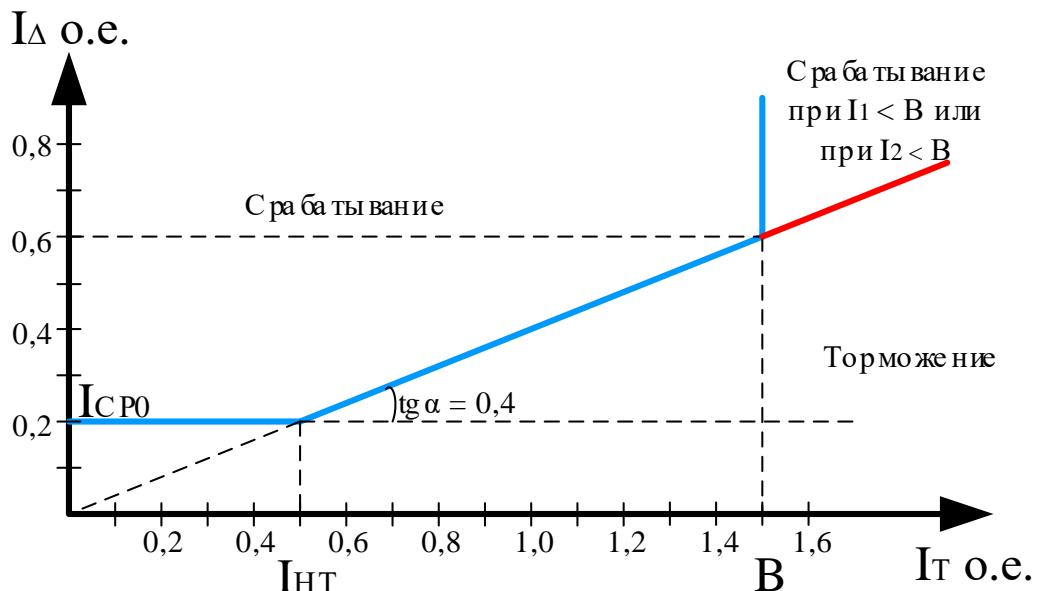


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N (U_0)$ )

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается по формуле (5.7) из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного

электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_0$  эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

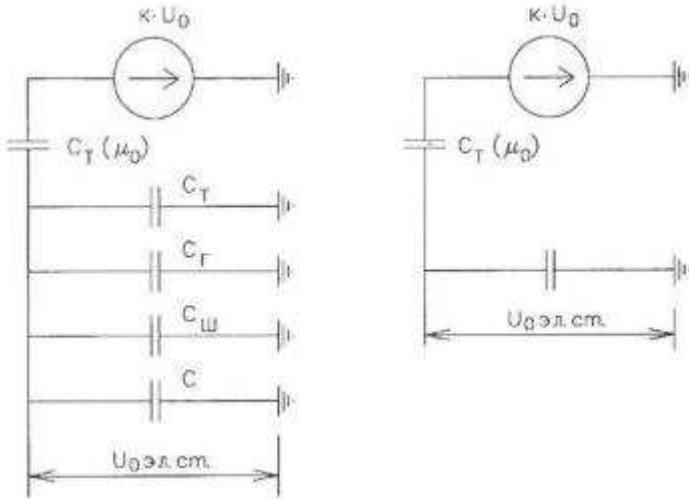


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_{\Gamma} = 0,7$  мкФ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T = 0,0073$  мкФ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{ш}} = 0,008$  мкФ – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{\text{вг}} = 0,25$  мкФ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\text{вг}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = \\ = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.7)$$

$$U_0 \text{ эл.ст.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.8)$$

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

$C_T(\mu_0) = 0,01$  мкФ/фазу – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{ном вн}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ.} \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 23290 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,965} = 119,4 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится по формуле (5.11):

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (5.11)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{119,4}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}} = 0,73 \text{ В.}$$

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

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$  согласно формуле (5.12):

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.12)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.13)$$

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.14)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ , определяемый по формуле (5.15):

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.15)$$

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

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  определяется по формуле (5.16):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.16)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} \cdot I_H = \frac{0,22}{1,2} \cdot I_H = 0,19 I_H, \quad (5.18)$$

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

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{пуск}} = 0,19$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,19^2} \approx 831 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой по формуле (5.19):

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.19)$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

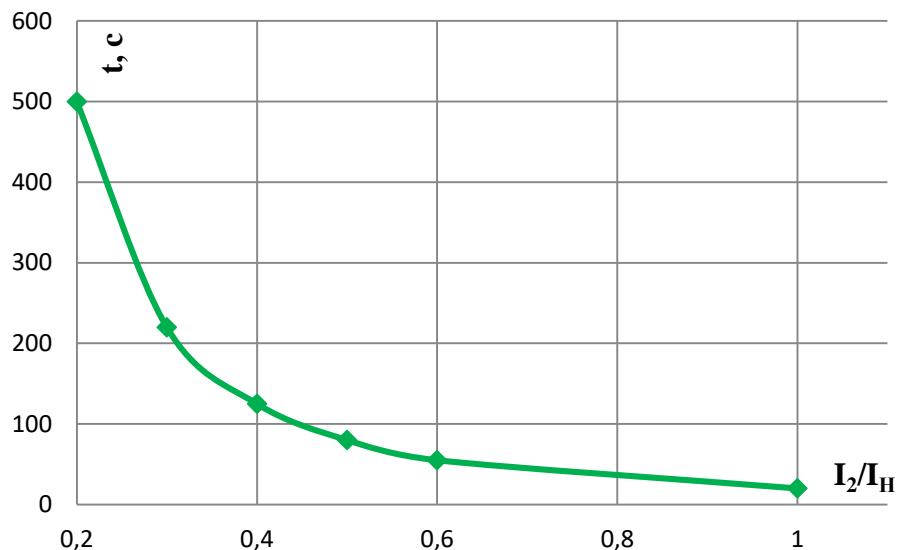


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t$  мин. = 20 с,  $t$  макс. = 600 с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{c.z.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{2\Gamma} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,2 + 0,24 + 2 \cdot 0,07)} = 1,33, \quad (5.20)$$

где  $x_d'' = 0,2$  о.е. - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{2\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора:

$$x_{2\Gamma} \approx 1,22 \cdot x_d'' = 0,24 \text{ о.е}; \quad (5.21)$$

$x_T$  – сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{17,5}{25} = 0,07 \text{ о.е.} \quad (5.22)$$

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

$$x_{\text{л}}^* = x_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ном}}^2} = 0,42 \cdot 66,5 \cdot \frac{17,5}{110^2} = 0,04 \text{ о.е.} \quad (5.23)$$

$$x_{\text{T}}^* = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{17,5}{25} = 0,07 \text{ о.е.} \quad (5.24)$$

$$x_{\text{r}}^* = x_d'' \cdot k_{\text{T}}^2 = 0,2 \cdot \left( \frac{121}{10,5} \right)^2 = 26,56 \text{ о.е.} \quad (5.25)$$

Для двухфазного КЗ в конце линии:

$$I_{k,A1,BH} = \frac{E_\Gamma}{2 \cdot (x_L^* + x_T^* + x_\Gamma^*)} = \frac{1}{2 \cdot (0,04 + 0,07 + 26,56)} = 0,019 \text{ о.е.} \quad (5.26)$$

Из векторной диаграммы для двухфазного КЗ:

$$I_{k,A1,HH} = 2 \cdot I_{k,A1,BH} \cdot k_T = 2 \cdot 0,019 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,43 \text{ о.е.} \quad (5.27)$$

Уставка срабатывания  $0,43 \cdot I_H$ .

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

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.28)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

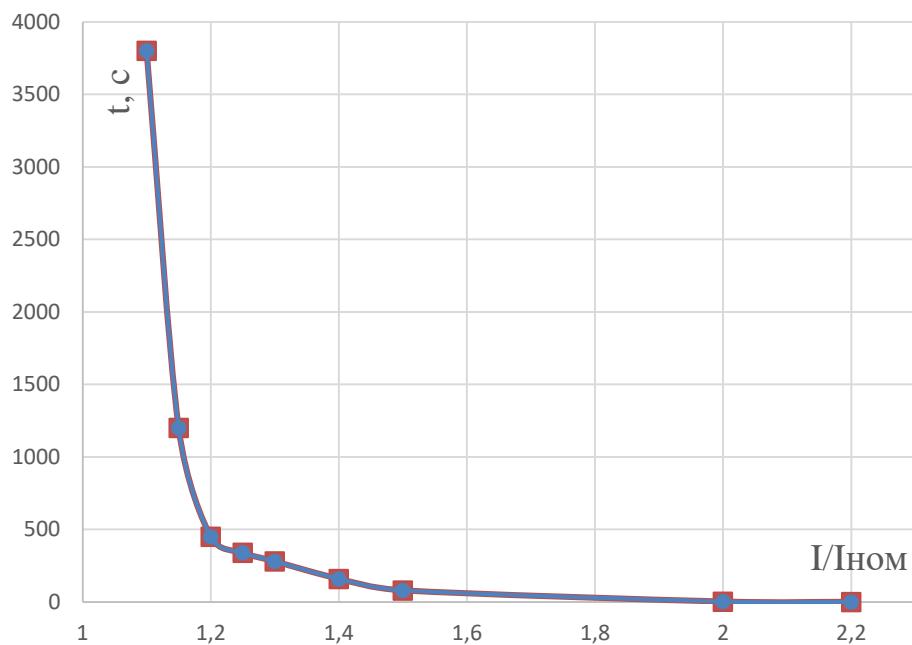


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.30)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.31)$$

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

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Никель – Кайтакоски ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{L}} = 0,8 \cdot 61,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 33,4 = 62,6 \text{ Ом,} \quad (5.32)$$

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

$Z_{\text{T}}$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_{\text{T}} = \frac{0,105 \cdot 121^2}{25} = 61,5 \text{ Ом;}$$

$Z'_{1\text{L}}$  - сопротивление линии:

$$Z'_{1\text{L}} = \sqrt{(x_{\text{уд}} \cdot l)^2 + (r_{\text{уд}} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,42 \cdot 66,5)^2 + (0,275 \cdot 66,5)^2} = 33,4 \text{ Ом.} \quad (5.33)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot U_k \cdot \frac{S_{\text{ном.ген}}}{S_{\text{ном.тр}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{ном.ген}}}{U_{\text{вн}}^2} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{17,5}{25} + \\ + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{17,5}{121^2} \cdot 33,4 = 0,075. \quad (5.34)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,075 \cdot 6,3 = 0,47 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где  $Z_6$ :

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{17,5} = 6,3. \quad (5.36)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,47 \cdot \frac{\frac{1000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,89 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,9$  Ом.

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z = 30$  Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 962} = 6,3 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1085}{493} - 0,95}{1,0} = 3,45, \quad (5.39)$$

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

$x_d = 1,0$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70,1^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot \frac{U_{\text{ген}}^2}{S_{\text{ген}}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{17,5} = 2,21 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C.3.II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{2,21 \cdot 1000/5}{10500/100} = 4,21 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,3 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,108 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,516 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

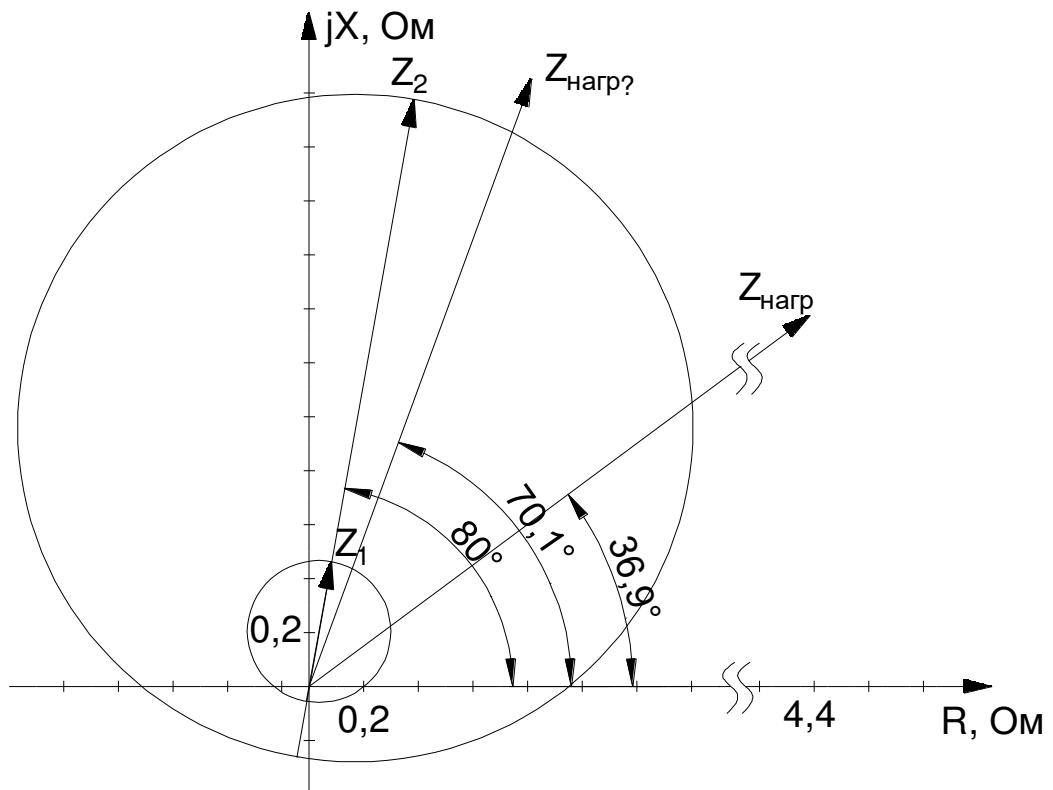


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.45)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.46)$$

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

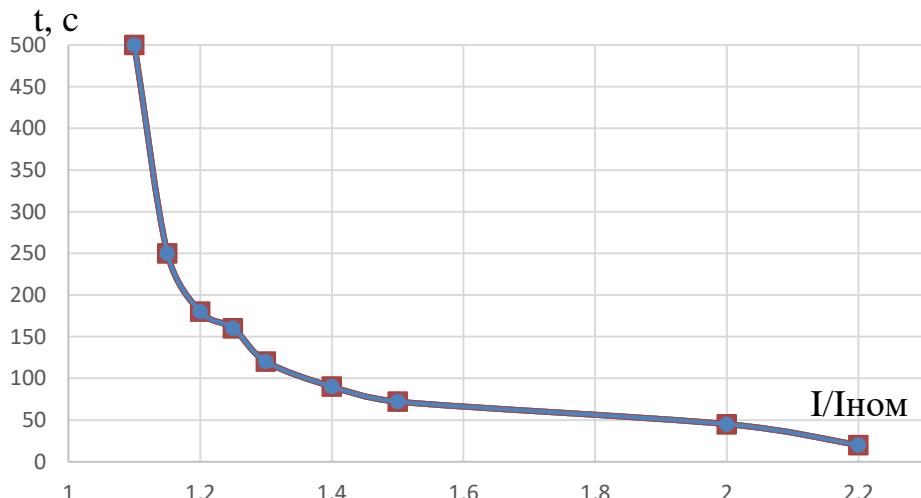


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ном.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{\text{ном.Р.}} \quad (5.47)$$

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

### 5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ТОР 300 ЗГ 51х производства ООО «Релематика».

ТОР 300 ЗГ 51х имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная токовая защита генератора	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,2 \cdot I_H$	0,96 А
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,4	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,41 А
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,22 А
Защита обмотки статора генератора от замыкания на землю	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,3	-
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$ 140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$ 120 В
Защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ. и несимметричных перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{сигн}}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,34 А
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,19 \cdot I_H$ 0,91 А
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	$0,43 \cdot I_H$ 2,07 А
Защита от симметричных перегрузок статора	$I_1$	СО	$I_{\text{сигн}}$	$1,07 \cdot I_H$ 5,15 А
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,29 А
		OTC	$I_{1\text{отс}}$	$1,53 \cdot I_{HOM}$ 7,36 А
	$U$	ПУСК	$U_{CP}$	$0,66 \cdot U_{HOM}$ 66 В
Дистанционная защита от внешних коротких замыканий	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,075 0,9 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35 4,3 Ом
Защита от перегрузки обмотки ротора	$I_p$	СО	$I_{P\text{ сигн.}}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 4,64 А
		ПО	$I_{P\text{ пуск.}}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 4,77 А
		Отсечка	$I_{P\text{ пуск.}}$	$2,24 \cdot I_{HOM.P}$ 9,72 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение			Отключение СВ	Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Продольная дифференциальная токовая защита генератора	$I\Delta G$			+	+	+	+	+			
Защита обмотки статора генератора от замыкания на землю	$U_0$	$t_1$									+
		$t_2$									+
		$t_3$		+	+	+					
Защита от повышения напряжения	$U >$	$t$		+	+	+					
		1 ст. $t_1$		+	+						
		2 ст. $t_2$		+	+						
Защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ. и несимметричных перегрузок	$I_2$	СО									+
		ИО			+	+					
		OTC	$t_1$	+							
			$t_2$								+
			$t_3$		+	+					
Защита от симметричных перегрузок статора	$I_1$	СО									+
		ИО			+	+					
		OTC	$t_1$	+							
			$t_2$								+
			$t_3$		+	+					
Дистанционная защита от внешних коротких замыканий	$Z <$	1 ст.	$t_1$								+
			$t_2$		+	+	+				
		2 ст.	$t_1$	+							
			$t_2$								+
			$t_3$		+	+					
Защита от перегрузки обмотки ротора	$I_p$	СО									+
		ИО			+	+					
		Отсечка			+	+					

## **6      Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1    Состав и компоновка сооружений гидроузла**

В состав сооружения входят:

- a.    водосбросная гравитационная плотина;
- b.    здание ГЭС русского типа;
- c.    грунтовая плотина.

Для проведения требуемых расчетов определяется класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП [30].

Основание – гранитогнейсы (скалы).

Высота ГТС 21,10 м – III класс.

Мощность ГЭС  $N_{уст} = 28000$  кВт – III класс.

Число населения (200 человек – поселок Раякоски в 10 км.) – III класс.

Таким образом ГТС имеет III класс.

### **6.2    Проектирование сооружений напорного фронта**

#### **6.2.1    Определение отметки гребня грунтовой плотины**

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla ГП$  принимаем отметку, вычисленную по формуле (6.1):

$$\nabla ГП = \nabla НПУ + h_s, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе (формула 6.2):

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

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

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

$a$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м, II – 0,6 м, III-IV – 0,4 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g(d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $K_w$  – коэффициент, принимаемый по СП [29, Приложение 1, табл. 2];

$v$  – расчетная скорость ветра, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{110,50 - 93,00}{2} = 8,75 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового нагона в первом приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{25^2 \cdot 2500}{9,81 \cdot (8,75 + 0,5 \cdot 0)} \cdot \cos 0^\circ = 0,046 \text{ м.}$$

Высота волнового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{25^2 \cdot 2500}{9,81 \cdot (8,75 + 0,5 \cdot 0,046)} \cdot \cos 0^\circ = 0,046 \text{ м.}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного и расчетного случаев, для этого:

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{25^2} = 39,24;$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{25} = 8475,84.$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика [29, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,0113	1,25
$\frac{gt}{v}$	0,075	3,8

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0113$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,25$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 0,72 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 3,19 \text{ с.}$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,19^2}{2 \cdot 3,14} = 15,88 \text{ м.} \quad (6.5)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda};$$

$$8,75 \text{ м} \geq 7,94 \text{ м.}$$

Вывод: зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,72 \cdot 2,09 = 1,51 \text{ м,} \quad (6.6)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [29, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для откоса  $m = 2,5$  для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,45 \cdot 1,6 \cdot 1,51 = 3,15 \text{ м.} \quad (6.7)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [29, таблица 6];

$k_{sp} = 1,45$  – коэффициент, принимаемый по [29, таблица 7];

$k_{run} = 1,6$  – коэффициент, принимаемый по графикам [29, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{15,88}{1,51} = 10,52$ .

7. Отметка гребня грунтовой плотины по формуле:

$$\nabla ГП = \nabla НПУ + h_s = 110,50 + 3,15 + 0,046 + 0,404 = 114,10 \text{ м.} \quad (6.8)$$

## 6.3 Гидравлические расчеты

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

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ :

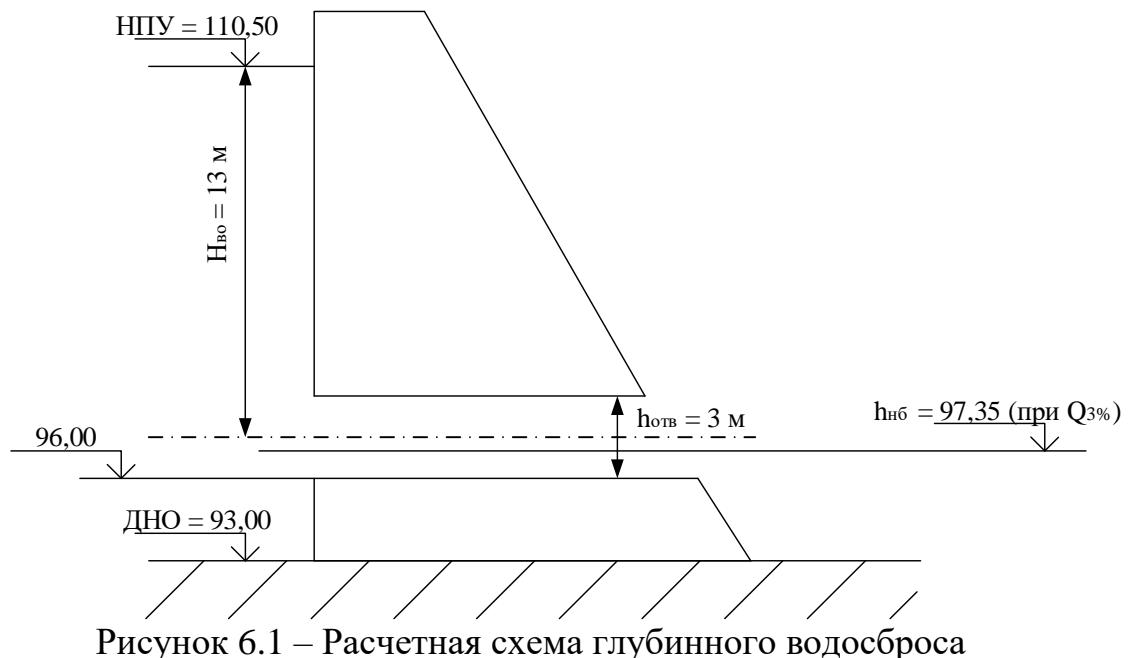
$$Q_p = Q_{max.osn} - Q_{ГЭС} = Q_{max3\%} - Q_{1arg}(n - 1) = 691 - 118,75 \cdot \\ \cdot (2 - 1) = 572,25 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.9)$$

где  $Q_{max.osn}$  – максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС III класса;

$n$  – число гидроагрегатов ГЭС.

Проектируемая ГЭС возводится в условиях крайнего Севера в связи с чем возможно обледенение водосброса, наиболее рациональным вариантом будет строительство глубинного водосброса (рис. 6.1).

Принимаем расход, который должен пропускать глубинный водослив, равный  $Q_p = 572,25 \text{ м}^3/\text{с}$ .



Проектируем незатопленные выходные отверстия. Принимаем высоту отверстия  $h_{\text{отв}}$  3 м, порог водосброса на 96,00. Водослив незатоплен. Напор над центром выходного отверстия равен:

$$H_{\text{BO}} = \text{НПУ} - \left( \nabla h_{\text{нор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = \left( 110,50 - (96,00 + \frac{3}{2}) \right) = 13 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Определим суммарную площадь выходных сечений:

$$\sum \omega_{\text{бо}} = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH_{\text{BO}}}} = \frac{572,25}{0,82 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 13}} = 43,7 \text{ м}^2, \quad (6.11)$$

где  $\mu = 0,82$  – коэффициент расхода.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{\text{бо}}}{h_{\text{отв}}} = \frac{43,7}{3} = 14,57 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому округляем полученное значение в большую сторону и принимаем 4 отверстия шириной 4 метра каждое:

$$B = b \cdot n = 4 \cdot 4 = 16 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Толщина быка по формуле (6.14):

$$\delta_B \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b, \quad (6.14)$$

$$\delta_B \geq (1 \div 1,25) \text{ м.}$$

Бык не может быть меньше 2 метров. Т.к. бык разрезной, увеличиваем его толщину на 1 метр. Однако ширина отверстия донного водосброса не должна превышать 50% секции. Толщину разрезного быка таким образом принимаем  $\delta_B = 6$  м, секции выглядят следующим образом (рис. 6.2):

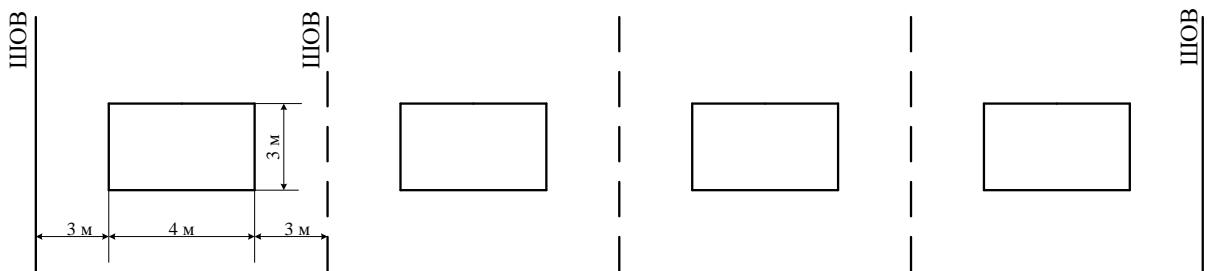


Рисунок 6.2 – Размеры водосливного фронта

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

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

$$H_{B0,\text{пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}^2}{\sum \omega_{B0}^2 \mu^2 \cdot 2g} = \frac{607,5^2}{48^2 \cdot 0,82^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 12,14 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $Q_{\text{пов}} = Q_{0,5\%} - n \cdot Q_{1\text{арп}} = 845 - 2 \cdot 118,75 = 607,5 \text{ м}^3$ .

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla h_{\text{нор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} + H_{B0,\text{пов}} = 96,0 + 1,5 + 12,14 = 109,64 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Так как исходная  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 111,5 \text{ м}$  больше расчетной  $\nabla\Phi\text{ПУ}_p = 109,64 \text{ м}$ , то из этого следует, что при выбранном  $B$ , пропустить поверочный расход возможно.

Принимаем отметку форсированного уровня  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 111,5 \text{ м}$ .

### 6.3.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок. Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью водобойной стенки, водобойного колодца или их комбинации.

Определяется критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + n \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 572,25^2}{(16 + 4 \cdot 6)^2 \cdot 9,81}} = 2,84 \text{ м}. \quad (6.17)$$

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \\ &= \frac{14,31}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (110,50 - 93,00 - 0)}} = 0,80 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.18)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [31, таблица 9-10];

$q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + n \cdot \delta_B} = \frac{572,25}{16 + 4 \cdot 6} = 14,31 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

По формуле (6.18):

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(110,50 - 93,00 - 1,06)}} = \\ &= 0,82 \text{ м}; \\ h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{kp}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,82}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,84}{0,82} \right)^3} - 1 \right) = \\ &= 7,11 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.20)$$

Так как  $h''_c = 7,11 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 4,40 \text{ м}$ , прыжок отогнанный.  
Выполняем расчет водобойной стенки.

### 6.3.4 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$\begin{aligned} H_{\text{ст}} &= \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{19,08}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \\ &- \frac{1,1 \cdot 14,31^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,13 \cdot 7,11)^2} = 4,22 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.21)$$

где  $\sigma = 1,13$  – коэффициент запаса;  $m = 0,35$  для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,05 \cdot 7,11 - 4,22 = 3,24 \text{ м}. \quad (6.22)$$

### 6.3.5 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{14,31}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (3,24 + 4,22 - 0)}} = \\ &= 1,22 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.23)$$

По формуле (6.23):

$$\begin{aligned}
 h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h'_c)}} = \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,24 + 4,22 - 1,22)}} = \\
 &= 1,35 \text{ м;} \\
 h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,35}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,84}{1,35} \right)^3} - 1 \right) = \quad (6.24) \\
 &= 5,20 \text{ м.}
 \end{aligned}$$

Так как  $h''_c = 5,20 \text{ м} > h_{HB} = 4,40 \text{ м}$ , прыжок отогнанный.  
Устраиваем колодец после водобойной стенки.

### 6.3.6 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки и колодца

Приближенное значение глубины колодца:

$$d_{kol} = \sigma h''_c - h_{HB} = 1,05 \cdot 5,20 - 4,40 = 1,06 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Значение сопряженных после стенки изменяются из-за изменения высоты падения воды:

$$\begin{aligned}
 h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} + d_{kol} - h'_c)}} = \\
 &= \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,24 + 4,22 + 1,06 - 0)}} = 1,14 \text{ м;} \quad (6.26)
 \end{aligned}$$

По формуле (6.26):

$$\begin{aligned}
 h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} + d_{kol} - h'_c)}} = \\
 &= \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,24 + 4,22 + 1,06 - 1,14)}} = 1,23 \text{ м;}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,23}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,84}{1,23} \right)^3} - 1 \right) = \quad (6.27) \\
 &= 5,51 \text{ м.}
 \end{aligned}$$

По формуле (6.25):

$$d_{\text{кол}} = \sigma h_c'' - h_{\text{нб}} = 1,05 \cdot 5,51 - 4,40 = 1,39 \text{ м.}$$

Необходимы еще итерации для уточнения глубины колодца.  
Последняя итерация по формуле (6.25):

$$d_{\text{кол}} = \sigma h_c'' - h_{\text{нб}} = 1,05 \cdot 5,63 - 4,40 = 1,51 \text{ м.}$$

По формуле (6.26):

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ct}} + H_{\text{ct}} + d_{\text{кол}} - h'_c)}} = \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,24 + 4,22 + 1,51 - 0)}} = \\ = 1,11 \text{ м;}$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ct}} + H_{\text{ct}} + d_{\text{кол}} - h'_c)}} = \frac{14,31}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,24 + 4,22 + 1,06 - 1,11)}} = \\ = 1,19 \text{ м;}$$

По формуле (6.27):

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{kp}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,19}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,84}{1,19} \right)^3} - 1 \right) = \\ = 5,63 \text{ м.}$$

По формуле (6.25):

$$d_{\text{кол}} = \sigma h_c'' - h_{\text{нб}} = 1,05 \cdot 5,63 - 4,40 = 1,51 \text{ м.}$$

В итоге в качестве гасителей принимаются водобойная стенка высотой 3,24 м. и водобойный колодец после нее глубиной 1,51 м.

### 6.3.7 Расчет толщины и длины водобоя после плотины и стенки

Скорость потока до водобойной стенки:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + n \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{572,25}{(16 + 4 \cdot 6) \cdot 0,82} = 17,45 \text{ м/с.} \quad (6.28)$$

Длина водобоя до стенки:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h'_c) = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,11 - 0,82) = \\ = 25,4 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Скорость потока после водобойной стенки по формуле (6.28):

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + n \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{572,25}{(16 + 4 \cdot 6) \cdot 1,19} = 12,02 \text{ м/с.}$$

Длина водобоя после стенки по формуле (6.29):

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 5,63 - 1,19) = 19,0 \text{ м.}$$

Толщина водобоя до стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 17,45 \cdot \sqrt{0,82} = 2,38 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Толщина водобоя после стенки по формуле (6.30):

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 12,02 \cdot \sqrt{1,19} = 1,97 \text{ м.}$$

## 6.4 Конструирование основных элементов плотины

### 6.4.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по подошве, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в бетоне.
2. устойчивость по основанию (на сдвиг).

Ширина подошвы плотины по первому условию рассчитывается по формуле (6.31):

$$B' = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_b}{\gamma_v} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.31)$$

где  $\gamma_b$ ,  $\gamma_v$  – удельный вес бетона и воды соответственно  $\gamma_b = 24 \text{ кН/м}^3$ ,  $\gamma_v = 10 \text{ кН/м}^3$ ;

$\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, принимается равным 0,5;

$h$  – высота треугольника, в который вписывается плотину, равная:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 110,5 - 90,62 = 19,88 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где  $\nabla \text{под} = \nabla \text{дно} - \delta_B = 93,0 - 2,38 = 90,62 \text{ м.}$

Ширина подошвы плотины по второму условию по формуле (6.33):

$$B'' = \frac{\gamma_n \cdot h}{\operatorname{tg}\varphi \cdot \left( \frac{\gamma_6}{\gamma_B} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.33)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса капитальности сооружения, для III класса -  $\gamma_n = 1,15$ ;

$\operatorname{tg}\varphi$  – угол внутреннего трения грунта основания, равен 0,7.

Задаваясь значением  $n$ , вычислим ширину подошвы по первому и второму условиям. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.2. По результатам расчетов построим зависимости  $B = f(n)$  (рис. 6.3).

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

$n$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$B'$	14,42	14,62	14,90	15,29	15,82	16,51	17,44	18,70	20,50	23,27	28,11
$B''$	17,18	16,33	15,55	14,84	14,20	13,60	13,06	12,56	12,09	11,66	11,26

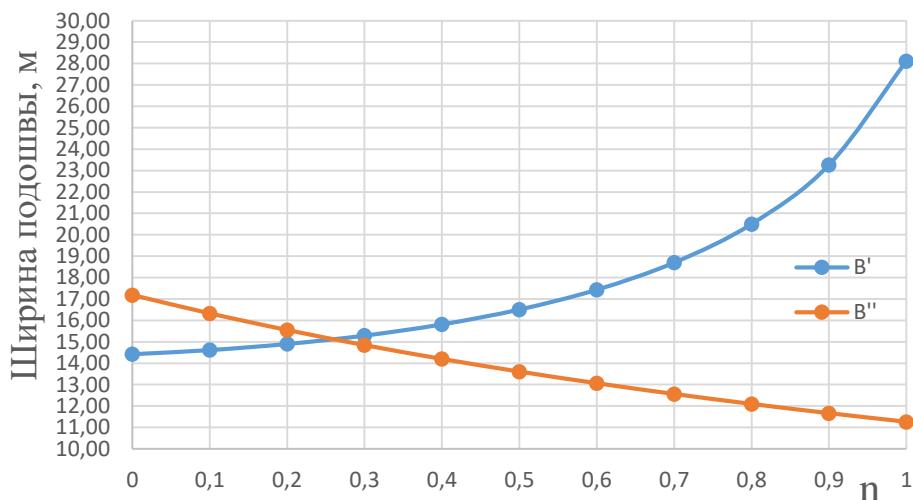


Рисунок 6.3 – Графики зависимостей  $B'(n)$  и  $B''(n)$

Таким образом, искомая ширина подошвы плотины должна отвечать одновременно двум условиям, то есть определяется пересечением двух графиков:  $B'(n)$  и  $B''(n)$ ,  $B = 15$  м,  $n=0,26$ .

#### 6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Ширина секции была определена ранее и составила 10 м (при ширине отверстия 4 м и толщине быка 6 м). В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и

температурного режима плотины в период эксплуатации. Принимается разрезка плотины температурно-усадочными швами с интервалом 10 м по осям бычков.

Температурные швы по контуру плотины принимаются шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

#### **6.4.3 Быки**

Принимается разрезной бык (обоснование выбора и размеры см. в п. 6.3.1).

Ширина пазов для плоского рабочего затвора 0,5x1,0 м, для аварийно-ремонтного - 0,5x0,5 м. Расстояние между затворами 1 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину автодороги (3 м), ширину подкрановых путей (4 м) и ограждений. Общая ширина сооружения по гребню составляет 8,2 м.

#### **6.4.4 Устои**

Принимаются сопрягающие устои между правобережной грунтовой плотиной и водосливной бетонной плотиной, и между левобережной грунтовой и станционной частью сооружения.

Устраивается разделительный устой между станционной и водосливной частью для разделения водного потока.

#### **6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин**

Вертикальный дренаж не производится.

#### **6.4.6 Галереи в теле плотины**

Устраивается совмещенная цементационно-дренажная галерея 4,5x3,0 м на отметке 91,02 м и смотровая галерея 1,5x2 м на отметке 108,50 м.

#### **6.4.7 Цементационная завеса и дренаж в основании плотины**

Устраиваем в плотине цементационную завесу и дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 15 = 1,5 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где  $B$  – ширина подошвы плотины.

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:  $l_2 \geq 4$  м.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min}) = 0,5 \cdot (110,5 - 93,26) = \quad (6.35)$$

= 8,6 м.

Глубина дренажа:

$$h_{dp} = 0,5 \cdot h_{zav} = 0,5 \cdot 8,6 = 4,3 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Диаметр скважин для дренажа принимается 10 см.

Напор на сооружение:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 110,5 - 93,26 = 17,24 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Для плотин III класса с цементационной завесой применяют отношения:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,3;$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05,$$

где  $H_{as}$  – фильтрационный напор после цементационной завесы;

$H_{dr}$  – фильтрационный напор после дренажа.

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 17,24 = 5,2 \text{ м;} \quad (6.38)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 17,24 = 0,9 \text{ м;} \quad (6.39)$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 17,24 - 5,2 = 12,24 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{zav} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_h}{J_{kp}} = \frac{12,24 \cdot 1,15}{15} = 0,94 \text{ м,} \quad (6.41)$$

где  $J_{kp}$  – критический градиент напора на скальном основании,  $J_{kp} = 15$ .

Устанавливаем 1 ряд цементационной завесы толщиной 1 м.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес быка плотины на единицу длины определяется как:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B} = \frac{196,92 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{4 + 6} = 2781,77 \text{ кН}, \quad (6.42)$$

где  $\rho_6 = 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  – плотность бетона плотины;

$S_6 = 196,92 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения быка плотины;

$b = 4 \text{ м}$  – ширина пролета;

$\delta_B = 6 \text{ м}$  – толщина быка.

Вес быка плотины на единицу длины без учета зуба по формуле (6.42):

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B} = \frac{187,95 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{4 + 6} = 2655,06 \text{ кН},$$

Вес плотины определяются аналогично:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B} = \frac{167,32 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{4 + 6} = 1575,75 \text{ кН}. \quad (6.43)$$

Вес плотины без учета зуба по формуле (6.43):

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot \delta_B \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_B} = \frac{158,34 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{4 + 6} = 1491,18 \text{ кН}.$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.44)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (h_{\text{отв}} + 0,5) \cdot b = (3 + 0,5) \cdot 4 = 14 \text{ м}^2, \quad (6.45)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 14 \cdot \sqrt{14} \cdot 9,81 = 28,2 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру длины секции:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{28,2}{4 + 6} = 2,83 \text{ кН}. \quad (6.46)$$

## 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа по формуле (6.47):

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.47)$$

где  $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 110,5 - 90,62 = 19,88 \text{ м.}$

$$T_{\text{в}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 19,88^2}{2} = 1938,53 \text{ кН.}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа с учетом зуба:

$$T_{\text{в}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 20,98^2}{2} = 2158,99 \text{ кН.}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с нижнего бьефа по формуле (6.48):

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.48)$$

где  $h_2 = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 93,26 - 90,62 = 2,64 \text{ м.}$

$$T_{\text{н}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,64^2}{2} = 34,19 \text{ кН.}$$

Давление пригруза воды в НБ:

$$W_{\text{пп}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 4,91 \text{ кН}, \quad (6.49)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь поперечного сечения тела давления.

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления на подошву (90,62 м):

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 19,53 = 191,59 \text{ кН.} \quad (6.50)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – эпюра взвешивающего давления на подошву без учета зуба.

Сила взвешивающего давления на подошву с учетом зуба по формуле (6.50):

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 48,89 = 479,71 \text{ кН.}$$

где  $S_{\text{эп}}$  – эпюра взвешивающего давления на подошву с учетом зуба.

#### **6.5.4 Сила фильтрационного давления**

Эпюра фильтрационного давления на скальном основании строится с учетом потерь напора на цементационной завесе и дренаже, рассчитанных в пункте 6.4.7.

Сила фильтрационного давления равна:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп.ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 44,1 = 432,62 \text{ кН.} \quad (6.51)$$

где  $S_{\text{эп.ф}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Давление воды, действующее на зуб:

$$W_3 = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп.з}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,28 = 41,99 \text{ кН,} \quad (6.52)$$

где  $S_{\text{эп.з}}$  – площадь эпюры давления, действующего на зуб плотины.

#### **6.5.5 Давление наносов и грунта**

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле (6.53):

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_h}{2} \right), \quad (6.53)$$

где  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_h = 10$ ;

$\varphi_h = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;

$h_h = 1 \text{ м}$  – толщина слоя наносов.

$$p_h = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 4,9 \text{ кН/м,}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 погонный метр:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{4,9 \cdot 1}{2} = 2,45 \text{ кН.} \quad (6.54)$$

Активное давление грунта со стороны ВБ в верхней границе слоя грунта и наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.55)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 35^\circ$  – угол внутреннего трения грунта;  
 $c = 100$  кПа – сцепление грунта.

$$p'_{\text{гр}} = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) = -101,4 \text{ кН/м.}$$

Активное давление грунта со стороны ВБ в нижней границе слоя грунта:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2c \cdot \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.56)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{ВЗВ}} = \gamma_{\text{гр}} - \gamma_{\text{воды}} = 25 - 10 = 15$  кН/м<sup>2</sup>;  
 $h_{\text{гр}} = 2,4$  м – толщина слоя грунта.

$$\begin{aligned} p'_{\text{гр}} &= (10 \cdot 1 + 15 \cdot 2,4) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg} \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -91,6 \text{ кН/м.} \end{aligned}$$

Активное давление грунта отсутствует.

Пассивное давление грунта приходится только на зуб, т.к. плотина отделена от грунта водобойной плитой:

$$E_3 = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,6 = 5,89 \text{ кН.} \quad (6.57)$$

## 6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном расчетных случаях может быть определена упрощенно по формуле (6.58) А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_o}{2} \right), \quad (6.58)$$

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

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,51^2}{15,88} = 0,45 \text{ м.} \quad (6.59)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,51 \cdot \left( \frac{15,88}{3,14} + \frac{0,45}{2} \right) = 39,1 \text{ кН.}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{15,88}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,51 = 1,96 \text{ м.} \quad (6.60)$$

## 6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета прочности определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваем с критериями прочности.

Составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке  $\gamma_f$ .

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок, действующих на подошву без учета зуба

Обозначение силы	$\gamma_f$	Сила, кН	Плечо, м	Сила· $\gamma_f$ , кН	Момент, кН·м
$T_b$	1	1938,53	6,63	1938,53	12852,45
$T_h$	1	34,19	0,89	34,19	-30,43
$W_{\text{пр}}$	1	4,91	6,58	4,91	32,27
$G_p$	0,95	1491,18	2,94	1416,62	-4164,87
$G_b$	0,95	2655,06	2,89	2522,31	-7289,47
$W_{\text{взб}}$	1	191,59	0	191,59	0,00
$W_\phi$	1	432,62	5,01	432,62	2167,43
$E_h$	1,2	2,45	2,73	2,94	8,03
$W_{\text{волн}}$	1	39,10	17,92	39,10	700,71
$q_z$	0,9	2,83	7,05	2,54	-17,93
Сумма				3322,17	4258,21

Сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс.

Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон  $\sigma_y$  рассчитываются методом сопротивления материалов по формуле (6.61) внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{N}{B} \pm \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.61)$$

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

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{3322,17}{15} + \frac{6 \cdot 4258,21}{15^2} = -107,93 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}; \quad (6.62)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{3322,17}{15} - \frac{6 \cdot 4258,21}{15^2} = -335,03 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.63)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани по формуле (6.64):

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.64)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 110,5 - 90,62 = 19,88 \text{ м}$  – заглубление сечения от  $\nabla \text{НПУ}$ ;

$m_u = \operatorname{ctg} \alpha_1$ ,  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью,  $\alpha_1 = 0$ .

$$\sigma_x^u = -107,93 \cdot 0 - 10 \cdot 19,88 \cdot (1 - 0^2) = -198,8 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2};$$

– для низовой грани по формуле (6.65):

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.65)$$

где  $m_t = 0,76$  – заложение низовой грани.

$H_d^t = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 93,26 - 90,62 = 2,64 \text{ м}$  – заглубление сечения от  $\nabla \text{НБ}_{\min}$ ;

$$\sigma_x^t = -335,03 \cdot 0,76^2 - 10 \cdot 2,64 \cdot (1 - 0,76^2) = -204,67 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

Для верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 19,88 + (-107,93)) \cdot 0 = 0,0 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.66)$$

Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,64 + (-335,03)) \cdot 0,76 = \\ &= 234,56 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \end{aligned} \quad (6.67)$$

Главное напряжение, действующее нормально к напорной грани:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -107,93 \cdot (1 + 0^2) + \\ &+ 10 \cdot 19,88 \cdot 0^2 = -107,93 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \end{aligned} \quad (6.68)$$

Второе главное напряжение у напорной грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 19,88 = -198,8 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.69)$$

Главное напряжение, действующее нормально к низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -335 \cdot (1 + 0,76^2) + \\ &+ 10 \cdot 2,64 \cdot 0,76^2 = -513,3 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \end{aligned} \quad (6.70)$$

Второе главное напряжение у низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,64 = -26,4 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.71)$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0^2)}{2} \left\{ -107,9 \cdot [\cos 0 + 1] + 10 \cdot 19,9 \left[ \cos 0 - \frac{1 - 0^2}{1 + 0^2} \right] \right\} = -107,9 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \end{aligned} \quad (6.72)$$

## 6.7 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

- 1) во всех точках плотины по формуле (6.73):

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.73)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности, учитывающий класс сооружения, для сооружений III класса  $\gamma_n = 1,15$ ;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{1c} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\sigma_{\max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы,  $\gamma_{cd} = 1,0$  – для основного сочетания нагрузок;

Проверяется бетон класса В5, для которого  $R_b = 2800$  МПа.

$$1,15 \cdot 0,9 \cdot 513,3 \leq 2800 \cdot 1,0;$$

$$531,27 \leq 2800.$$

Условие удовлетворяется.

- 2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений по формуле (6.74):

$$\sigma_y^u \leq 0; \quad (6.74)$$

$$-107,93 \leq 0.$$

- 3) В зоне верховой грани плотины по формуле (6.75):

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.75)$$

$$107,93 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 19,88;$$

$$107,93 \geq 49,7.$$

Условия прочности плотины соблюдаются, что говорит о том, что сооружение проходит по критериям прочности.

## 6.8 Обоснование устойчивости плотины

Проверка на сдвиг производится с учетом зуба (таблица 6.4):

Таблица 6.4 – Сбор нагрузок с учетом зуба

Обозначение силы	$\gamma_f$	Сила, кН	Плечо, м	Сила· $\gamma_f$ , кН	Момент, кН·м
$T_B$	1	2158,99	5,9	2158,99	12738,04
$T_H$	1	34,19	0,89	34,19	-30,43
$W_{\text{пр}}$	1	4,91	6,58	4,91	32,27
$G_{\text{пл}}$	0,95	1575,75	2,97	1496,96	-4445,98
$G_B$	0,95	2781,77	2,91	2642,68	-7690,20
$W_{\text{взб}}$	1	479,71	0	479,71	0,00
$W_{\phi}$	1	432,62	5,01	432,62	2167,43
$E_H$	1,2	2,45	2,73	2,94	8,03
$W_{\text{волн}}$	1	39,10	17,92	39,10	700,71
$q_3$	0,9	2,83	7,05	2,54	-17,93
$W_3$	1	41,9868	0,58	41,99	24,35
$E_3$	1	5,886	0,73	5,89	4,30
Сумма				3234,76	3490,60

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие формулы (6.76):

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.76)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 0,95$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу) по формуле (6.77):

$$R = (G_{\text{пл}} + G_B + q_3 + W_{\text{пр}} - W_{\phi} - W_{\text{взб}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.77)$$

где  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м  $\omega = B_n \cdot 1 = 15$  м;

$F$  – сдвигающая сила по формуле (6.78):

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H - W_3 - E_3, \quad (6.78)$$

$$R = (1496,96 + 2642,68 + 2,54 + 4,91 - 432,62 - 479,71) \cdot 0,7 + 100 \cdot 15 = 3764,33 \text{ кН};$$

$$F = 2158,99 - 34,19 + 39,1 + 2,94 - 41,99 - 5,89 = 2118,97 \text{ кН};$$

$$\frac{3764,33 \cdot 0,95}{2118,97 \cdot 1,0} = 1,69 \geq 1,15.$$

Расчетный коэффициент надежности получился больше заданного, сооружение удовлетворяет условию прочности при поступательной форме сдвига при основном сочетании нагрузок.

## **7 Технико-экономическое обоснование**

### **7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	28	28	28	28	28
Число часов использования установленной мощности	Часы	4988	4988	4988	4988	4988
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	139660	139660	139660	139660	139660
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	1396,6	1396,6	1396,6	1396,6	1396,6
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	138263,4	138263,4	138263,4	138263,4	138263,4
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1219	1253	1286	1318	1349
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	169,0	173,7	178,3	182,8	187,1
НДС к выручке от реализации электроэнергии	млн.руб	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2

Вследствие суточного регулирования водохранилища проект имеет небольшое число часов использования установленной мощности, что отрицательно влияет на годовую выработку электроэнергии.

#### **7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании документа «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. от 16.01.2017 №9 [39].

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	7166,0
Прочие	274,0	7693,9
Итого по ГЭС	529,2	14859,9

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

Стоимость услуг регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями «РусГидро» (табл. 7.4):

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, тыс.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	107,81тыс.руб/МВт	3801,5
НП АТС	0.001107тыс.руб/МВт·ч	76,6
ЦФР	0.00031тыс.руб/МВт·ч	44,4
Итого		3922,5

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Паз составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
Расходы на страхование, млн.руб.	11,4	11,0	10,8	10,4	10,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,4	2,0	1,9	1,9	1,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Налог на воду, млн.руб.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Итого, млн.руб.	64,1	64,3	64,0	63,6	63,2

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рис. 7.2).

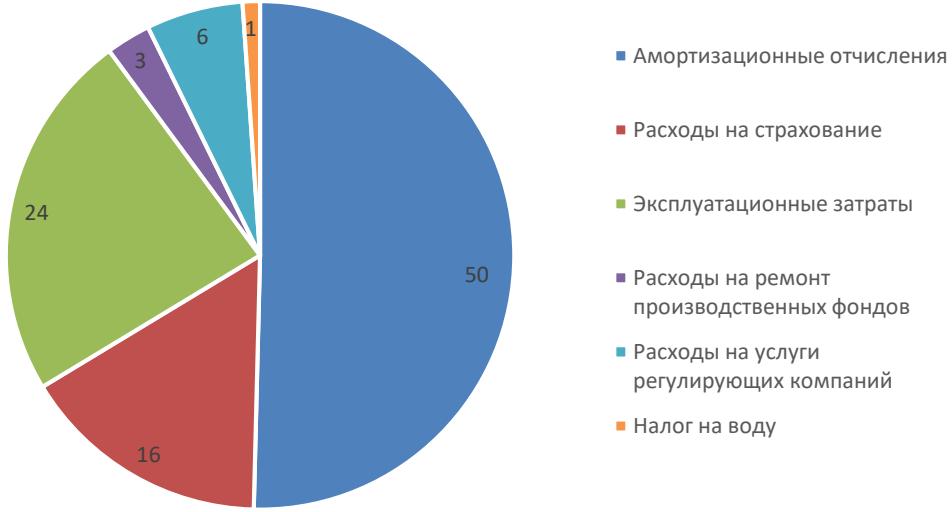


Рисунок 7.2 – Структура текущих затраты по гидроузлу

### 7.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- 1) налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 20%;
- 3) взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) налог на имущество – 2,2%;
- 5) налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2028	2033	2038	2043
Налог на прибыль, млн.руб.	33,6	41,6	45,1	47,4	50,1
НДС, млн.руб.	46,4	54,2	57,3	59,5	61,8
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Налог на имущество, млн.руб.	28,1	22,7	19,2	15,7	12,2
Итого, млн.руб.	116,8	127,2	130,3	131,2	132,7

Со стороны государства оказывается серьезное налоговое давление, возросшее после повышения НДС в 2019 году. Более 35% всей выручки уплачивается в виде отчислений в социальные фонды и налогов.

## 7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2028	2033	2038	2043
Выручка (нетто), млн.руб.	278,7	325,2	344,0	356,7	370,7
Текущие расходы, млн.руб.	64,1	62,9	61,1	60,2	58,2
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	232,2	271,0	286,7	297,3	308,9
EBIT (прибыль от налогообложения), млн.руб.	168,1	208,1	225,6	237,0	250,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	33,6	41,6	45,1	47,4	50,1
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	134,5	209,9	180,4	189,6	200,6
Ставка налога на прибыль, %	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Чистая прибыль по проекту составляет около 54% от выручки (нетто).

Полная таблица «Годовая прибыль» представлена в приложении В.

Изменение суммы чистой прибыли по проекту представлено на рисунке 7.3.

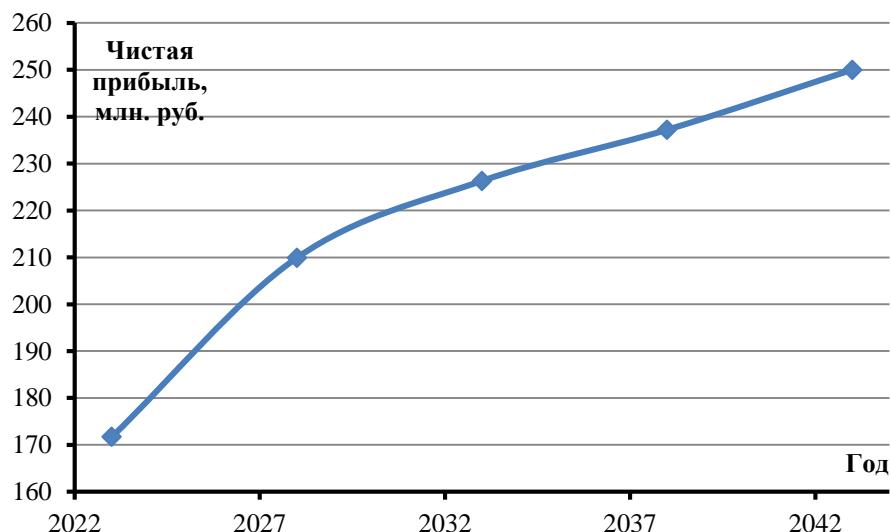


Рисунок 7.3 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту, млн. руб.

## 7.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 7.4 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.



Рисунок 7.4 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 3 лет. Особенность графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с особенностью строительства малых ГЭС (высокие удельные капиталовложения). Небольшое число часов использования установленной мощности, высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

## 7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

### 7.3.1 Методология, исходные данные

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

1. чистый, дисконтированный доход;
2. индекс прибыльности;
3. срок окупаемости;
4. и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) период прогнозирования для проекта Янискоски ГЭС на реке Паз составляет 40 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

2) используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года;

3) предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### **7.3.2 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта Янискоски ГЭС на реке Паз

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	не окупаётся
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	-1530,2
Индекс прибыльности – PI, руб.	0,46
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	2,97
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,45
Удельные капиталовложения, руб./кВт	128800
Удельные капиталовложения, долл./кВт	2147

Проект Янискоски ГЭС на реке Паз является убыточным. Связано это, в первую очередь, с высокими удельными капиталовложениями ввиду малой мощности станции и удаленностью места строительства. Во вторую очередь – с небольшим числом часов использования установленной мощности из-за

характера регулирования водохранилища. Проект имеет высокую налоговую нагрузку, работает в энергосистеме с низкими средневзвешенными ценами на электроэнергию и мощность. Негативным образом влияет масштабный эффект, увеличивая себестоимость производимой продукции, за счет большего влияния постоянных затрат.

Решением проблемы может стать государственное финансирование в размере 200 млн. руб в месяц в течении года. Таким образом, проект имеет положительный NPV, индекс прибыльности 1,23, срок окупаемости 11 лет.

Еще одним решением может стать продажа электроэнергии в скандинавскую объединенную энергосистему «NORDEL», где средневзвешенная цена на электроэнергию и мощность выше примерно в 2,5-3 раза. Таким образом проект имеет следующие показатели эффективности (таблица 7.9):

Таблица 7.9 - Показатели эффективности реализации проекта Янискоски ГЭС на реке Паз в случае продажи электроэнергии и мощности в Финляндию

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	153
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	1180,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,42
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	16,63

### 7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых представлена в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2028	2033	2038	2043
В федеральный бюджет, млн.руб.	89,3	105,0	111,7	116,1	121,2
В региональный бюджет, млн.руб.	28,1	22,7	19,2	15,7	12,2
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	117,4	127,8	130,9	131,8	133,4

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный – налог на имущество. Также на федеральном уровне происходит перераспределение налога на прибыль, и 17/20 от него возвращаются в пользование субъекта. Однако этот факт не учтен в данной таблице.

### 7.3.4 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- а) ставки налогов (рис. 7.5);
- б) объема инвестиций (рис. 7.6);
- в) цены сбыта (рис. 7.7);
- г) ставки дисконтирования (рис. 7.8).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертоно.

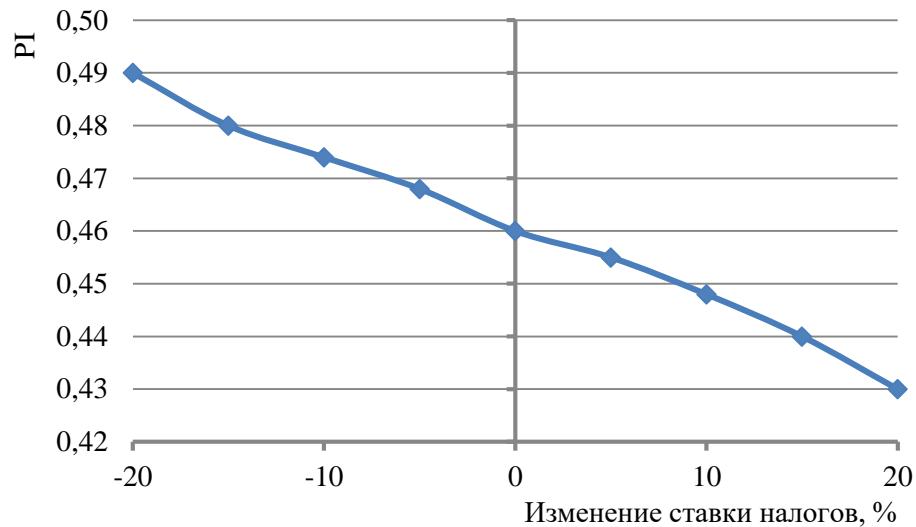


Рисунок 7.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению доходности проекта.

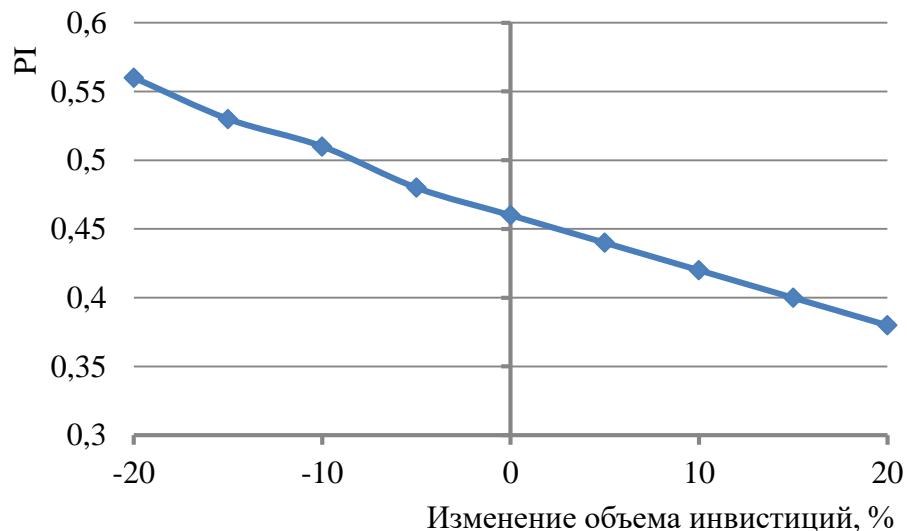


Рисунок 7.6 - Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта.

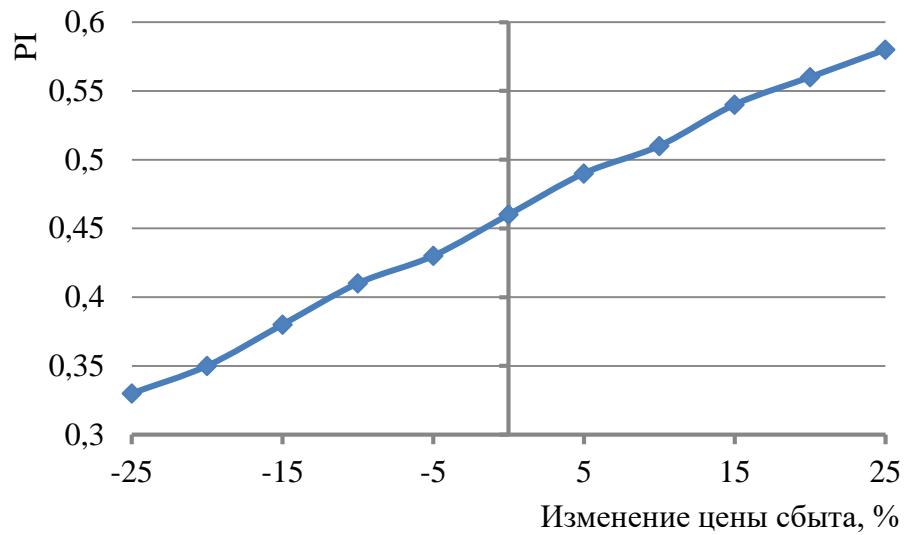


Рисунок 7.7 - Зависимость PI от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта.

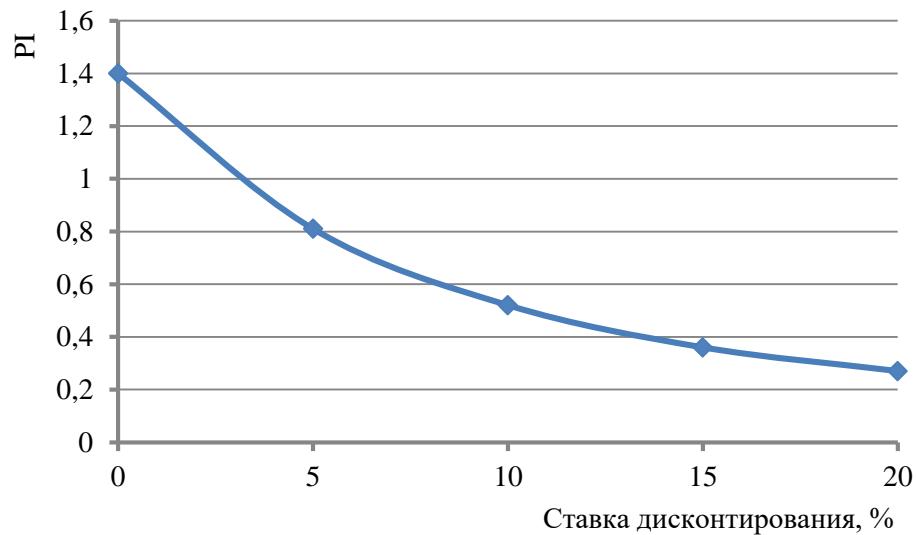


Рисунок 7.8 - Зависимость PI от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта.

Сильнее всего на индекс доходности влияют ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

## **8 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и обеспечению экологической чистоты проектируемой станции**

### **8.1 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Янискоски ГЭС**

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

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

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Янискоски ГЭС;
- назначение ответственных лиц за ТБ и ОТ;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

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

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности. Она составляется по каждой штатной должности организации, носит обезличенный характер и объявляется сотруднику под расписку при заключении трудового контракта.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»;

- РД 153.-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
  - правила устройства электроустановок 7 изд.;
  - и другими нормативными документами в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу. Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется службой по охране труда и технике безопасности Янискоски ГЭС и профсоюзным объединением работников предприятия.

### **8.1.1 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии**

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслехозяйстве, трансформаторах;
- наличие оборудования, при работе которого используется элегаз SF<sub>6</sub> (ячейки КРУЭ-110, ТТ, ТН);
- повышенный шум и вибрация;
- низкие температуры воздуха в зимнее время года.

Работникам ГЭС выдаются в полном объеме средства защиты и спецодежду. Работники станции в обязательном порядке должны использовать ее в рабочей деятельности.

При работе установок с элегазом используется сигнализация, указывающая на утечку газа из оборудования.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения. Вывешиваются информационные плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

При работе в условиях сильного шума выдаются специальные защитные средства, уменьшающие вредные последствия повышенного шума.

### **8.1.2 Обязанности работника Янискоски ГЭС в части охраны труда**

До начала выполнения работ рабочий обязан:

- пройти предварительный медицинский осмотр; при этом должен сообщить медицинской комиссии все данные о состоянии своего здоровья;
- пройти при поступлении на работу, связанную с повышенной опасностью или ответственностью за безопасность, специальное психофизиологическое тестирование;
- приступить к выполнению своих обязанностей только при положительном заключении медицинской комиссии или положительном результате тестирования на предмет возможности выполнять определенные работы по состоянию здоровья;
- получить инструктажи по безопасности производства работ:
  - вводный - у работников службы охраны труда предприятия,
  - первичный на рабочем месте - у руководителя подразделения по отдельным программам с фиксацией в специальных журналах под роспись инструктирующих и инструктируемого;
  - повторный от непосредственного руководителя работ;
  - целевой.
- получить на руки под роспись инструкцию (инструкции) по охране труда по своей профессии, по безопасному производству определенных работ и другие нормативные документы по охране труда.
- пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда через службу по охране труда и технике безопасности.
- пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ; получить удостоверение с результатами проверки знаний.
- пройти в необходимых случаях до начала самостоятельной работы стажировку и дублирование по своей профессии или виду работ.
- пройти специальную подготовку по оказанию первой помощи при несчастных случаях и заболеваниях на производстве.
- проверить перед началом работы на своем рабочем месте наличие, комплектность и исправность необходимых средств защиты, приспособлений, ограждающих устройств, инструмента, приборов контроля и безопасности; сообщить своему непосредственному руководителю об имеющихся недостатках.

Работник не может приступать к работе, если не выполнен хотя бы один из предыдущих пунктов.

Подготовку рабочих мест с точки зрения техники безопасности осуществляет оперативная служба, служба охраны труда и другие, допущенные к данной деятельности, службы Янискоски ГЭС.

Работник должен немедленно прекратить работу в случае появления аварийной ситуации, опасности повреждения своего здоровья или здоровья окружающих людей или их гибели.

По окончанию работы работник должен убрать рабочее место, сдать полученные средства защиты и инструмент и доложить об окончании работ своему непосредственному руководителю.

Все работы на территории Янискоски ГЭС производятся по нарядам-допускам, распоряжениям. Самовольное производство работ не допускается.

### **8.1.3 Опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС; переселение населения из зоны затопления; промышленное освоение береговой зоны водохранилища**

На стадии строительства ГЭС для персонала идентифицируются следующие риски:

- строительные (работа на высоте, шум, вибрация, опасности, связанные с грузоподъемными механизмами и буровзрывными работами);
- автотранспортные;
- риски, связанные с воздействием на сооружения жестких климатических условий;
- риски заболеваний персонала природно-очаговыми инфекциями.

На стадии эксплуатации ГЭС идентифицируемые риски можно классифицировать на следующие группы:

- для безопасности населения и персонала, связанные с авариями на ГТС ГЭС;
- для безопасности населения и персонала, связанные с авариями на объектах инфраструктуры ГЭС (АЗС, нефтебаза, котельная).

Принципиальные решения по минимизации последствий аварий связаны, в основном, с заблаговременностью и эффективностью оповещения персонала и населения о назревающей или произшедшей аварийной ситуации. Порядок оповещения определен с использованием автоматизированного способа оповещения, когда передача сигналов, речевой информации осуществляется по государственным каналам связи с использованием комплекса специальной аппаратуры и технических средств оповещения. Предусматривается использование современных средств связи и сигнализации (оповещения), удовлетворяющих международным стандартам.

Предусмотрено создание и размещение резервов материальных средств для ликвидации аварий: резервные запасы грунтов, материалов и оборудования. Во всех основных сооружениях ГЭС предусмотрены цементационные галереи, позволяющие при необходимости проводить повторные цементации основания.

Предусматриваются решения по беспрепятственной эвакуации людей с территории объекта в случае такой необходимости. Разрабатываются соответствующие планы ликвидации аварийных ситуаций, по которым проводятся занятия и учения. В зависимости от времени и сроков проведения планируются упреждающая и экстренная варианты эвакуации.

Снижение рисков для безопасности и здоровья персонала и населения. Ввиду потенциальной опасности и значимых отрицательных последствий при развитии аварийных сценариев на ГТС ГЭС, предусматриваются меры по их возможной минимизации. Детально эти вопросы должны быть рассмотрены в рамках подготовки инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций в Декларации безопасности Янискоски ГЭС и в Паспортах безопасности.

Это меры, направленные на снижение воздействий на окружающую среду, и на подготовку и реализацию экологически обоснованного проекта. Они будут реализовываться на протяжении всего срока существования объекта. Меры смягчения воздействий должны корректироваться при изменении производственных условий, требований нормативно-правовой базы или же при выявлении неэффективности мер.

## 8.2 Противопожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория Янискоски ГЭС находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта, автоматическим пуском системы пожаротушения. Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

Объектами автоматического водяного пожаротушения на Янискоски ГЭС являются:

- гидрогенераторы ВГС 525-114/40;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, которые сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Для трансформатора ТД-25000/110 предусматривается маслоприемник без отвода масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 110 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На 50 метров туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Все кабельные коридоры, тунNELи с кабелями 0,4 – 10 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является нижний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованны и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.д.) на Янискоски ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности. Подготовка ИТР, рабочих и служащих Янискоски ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Янискоски ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

### **8.3 Охрана природы**

В начале 90-х годов на норвежской и российской стороне реки Паз в её среднем течении были образованы две особо охраняемые природные территории – государственный природный заповедник «Пасвик» (1992) и «Pasvik naturreservat»(1993). На территории заповедника «Пасвик» в долине реки Паз зарегистрировано более 200 видов птиц. Скопление водно-болотных птиц отмечается на участке реки под названием Фъярнвенн («перьевое озеро»)

в районе острова Варлама. Рыбы реки Паз: кумжа, щука, окунь, сиг, хариус, форель, налим.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Паз на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Паз необходимо производить с содержанием концентрации загрязняющих веществ, не превышающих ПДК.

### **8.3.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения.
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и очистка территории.
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства.
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку территории от остатков строений и мусора.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения.
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

### **8.3.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Для строительства гидротехнических сооружений общий объём выемки

грунта составит 80000 м<sup>3</sup>. Объем грунта, необходимый для создания грунтовой плотины составляет 450000 м<sup>3</sup>. Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

### 8.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho$  – плотность бетона т/м<sup>3</sup>.

$$M = \frac{13000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 585 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.2)$$

где  $N$  – объем арматуры, м<sup>3</sup>;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>.

$$M = \frac{130 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т.}$$

### **8.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Янискоски ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. регулирование водного режима;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 10 километров от ГЭС находится населенный пункт – посёлок Раякоски, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических и физических факторов.

Также, согласно СП 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по качеству воды реки Паз от сбросов Янискоски ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения посёлка Раякоски, в пределах промплощадок объектов Янискоски ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

## **9 Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности в энергосистеме**

### **9.1 Общие сведения**

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой и напряжением. Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжение неизменны. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности. При нарушении баланса мощности частота изменяется. Если частота в энергосистеме снижается, то необходимо увеличить вырабатываемую на электростанциях активную мощность для восстановления нормального значения частоты.

Регулирование частоты в энергосистеме — процесс поддержания частоты переменного тока в энергосистеме в допустимых пределах. Частота является одним из важнейших показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы

Выделяют три взаимосвязанных вида регулирования частоты:

1) первичное регулирование частоты (которое, в свою очередь, подразделяется на общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ);

2) вторичное регулирование частоты;

3) третичное регулирование частоты.

Системный оператор допускает участие электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения требований по каждому виду регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

### **9.2 Требования к качеству регулирования**

В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности в целях поддержания частоты в пределах, определенных требованиями, изложенными ниже, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.

В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах  $(50,0 \pm 0,2)$  Гц с

восстановлением частоты до уровня ( $50,00\pm0,05$ ) Гц за время не более 15 минут;

- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

Во второй синхронной зоне ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах ( $50,0\pm0,2$ ) Гц не менее 95% времени суток без выхода за величину ( $50,0\pm0,4$ ) Гц;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание:

- средней величины частоты за любой час суток в пределах ( $50,00\pm0,01$ ) Гц в первой и второй синхронных зонах ЕЭС России;
- средней частоты за любой час суток в пределах ( $50,00\pm0,05$ ) Гц в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Перетоки в сечениях транзитной сети ЕЭС, требующих ограничения перетоков максимально допустимыми значениями, должны удерживаться в допустимых пределах средствами вторичного регулирования режима. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) - за время не более 20 минут.

При малых отклонениях частоты, не превышающих полосы регулирования (в пределах мёртвой полосы системы первичного регулирования энергоблоков), первичный резерв предоставляться не должен. При отклонениях частоты, превышающих полосу регулирования, должна мобилизоваться доля заданного суммарного первичного резерва, пропорциональная этому превышению. Динамика мобилизации и последующее удержание потребной доли заданного суммарного первичного резерва - половина через 15 и полностью через 30 секунд. При превышающих 0,2 Гц отклонениях частоты мобилизованная суммарная первичная мощность должна быть не ниже заданного суммарного первичного резерва, а динамика её мобилизации и последующего удержания должна быть не хуже указанной для 0,2 Гц.

В изолированных от ЕЭС России энергосистемах НПРЧ, как правило, не организовывается и первичный резерв не планируется.

## **9.3 Вторичное регулирование**

Вторичное регулирование – процесс компенсации возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера (оперативное).

Вторичное регулирование организуется на электростанциях, в областях регулирования и ограничения, в ЕЭС России в целом и должно производиться в целях:

- поддержания автоматически или оперативно номинальной или заданной частоты в энергосистеме;
- поддержания баланса мощности путём регулирования заданного с частотной коррекцией её суммарного внешнего перетока;
- исполнение заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

Система вторичного регулирования в ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России включает в себя: вторичное регулирование заданной диспетчерскими графиками мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях; вторичное регулирование режимов энергосистем в операционных зонах диспетчерских центров РДУ, ОДУ и ЦДУ ЕЭС.

### **9.3.1 Требования к вторичному регулированию**

В ЕЭС и изолированных энергосистемах вторичное регулирование должно непрерывно осуществляться, путём ограничения перетока по транзитным связям, а также регулирования частоты или регулирования суммарного перетока с коррекцией по частоте.

В ЕЭС России высшим уровнем вторичного регулирования режима является диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС, в изолированно работающих энергосистемах – субъект оперативно-диспетчерского управления. В объединённых и региональных энергосистемах вторичное регулирование режима осуществляется диспетчерскими центрами соответствующих ОДУ и РДУ.

Вторичное регулирование баланса мощности в областях регулирования, кроме регулирования частоты в синхронной зоне, должно быть селективным, способным к выделению небаланса мощности в собственной области на фоне колебаний частоты и обменной мощности, обусловленных небалансами также и в других регионах синхронной зоны.

Для целей оперативного вторичного регулирования используются маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие станции, которые способны по требованию диспетчера изменить мощность в течение не более 5 минут.

### **9.3.2 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании**

Системный оператор оценивает участие генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности, как в автоматическом, так и в оперативных режимах.

Оценка участия ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов системного оператора, и на основе информации о зафиксированных командах диспетчера.

Оценка качества участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании производится с использованием централизованных систем АРЧМ.

На основе заявок ГЭС системный оператор устанавливает диапазон, в пределах которого возможного изменение нагрузки по командам из диспетчерского центра системного оператора, с учётом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилища.

Диспетчером определяется тип участия ГО ГЭС во вторичном регулировании (оперативное или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС рассматриваются как участие во вторичном регулировании и перетоков мощности.

Критериями оценки соответствия ГО ГЭС техническим требованиям при исполнении команды диспетчера по вторичному регулированию являются:

- время начала исполнения команды диспетчера;
- отклонение от заданной скорости изменения активной мощности;
- точность поддержания заданной величины активной мощности.

Невыполнением диспетчерской команды считается отклонение хотя бы одного из критериев за допустимые пределы.

## **9.4 Групповой регулятор активной мощности**

### **9.4.1 Описание ГРАМ**

Система ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления (РДУ, АРЧМ ОДУ, противоаварийная автоматика энергоузла), а также по отклонению частоты, с распределением нагрузки между гидроагрегатами по заданному критерию. ГРАМ обеспечивает поддержание заданной мощности гидроагрегатами,ключенными в ГРАМ. Заданная мощность на сторонах регулирования или ГЭС устанавливается

оперативным персоналом в соответствии с принятым уточненным диспетчерским графиком. Точность поддержания нагрузки составляет  $\pm 2\%$ .

#### **9.4.2 Функции системы ГРАМ**

Система ГРАМ выполняет следующие функции:

- распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с принятым критерием и с учетом ограничений;
- по командам противоаварийной автоматики автоматическое блокирование изменения планового и внепланового задания ГЭС, переход в следящий режим;
- автоматический ввод и запоминание графика плановой нагрузки ГЭС, а также любой группы агрегатов с часовыми (получасовыми) интервалами;
- приём и передачу сигналов телеизмерения и телесигнализации в ЦС АРЧМ;
- передачу на сервер АСУ ТП ВУ информацию для анализа режима работы ГА и оценки их участия в первичном и вторичном регулировании;
- реализация команд верхних уровней управления (системные регуляторы частоты, перетоков, команды дежурного персонала энергообъединения или ГЭС) на изменение мощности ГЭС или групп.

Органы управления системой ГРАМ обеспечивают выполнение следующих функций:

- изменение задания мощности ГЭС;
- изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности ГЭС;
- изменение режимов работы ГРАМ;
- ручное подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ;
- подключение и отключение к телерегулированию;
- ввод в работу и вывод из работы системы ГРАМ;
- экстренное отключение системы ГРАМ (кнопка на АРМ).

#### **9.4.3 Устройство системы ГРАМ**

Система ГРАМ состоит из:

- центрального регулятора (ЦР), который является основой системы ГРАМ и определяет все ее функциональные свойства. ЦР в соответствии с заданным алгоритмом формирует для каждого включенного на групповое регулирование ГА задание по активной мощности;

- автоматизированного рабочего места (АРМ), выполненного на базе индустриального IBM PC – совместимого персонального компьютера, обеспечивающего человеко-машинный интерфейс оператора. АРМ обеспечивает доступ оперативного персонала к информации о мощности ГЭС, ее распределении между гидроагрегатами, учитываемых ограничениях, величине врачающегося резерва, режимах регулирования групп, а также имеющемуся в наличии горячем резерве и очередности его ввода. АРМ

предназначен для выбора и настройки алгоритмов ведения режимов, позволяет в любой момент времени перейти на ручное управление группой или любым ГА;

- агрегатных исполнительных устройств, включающих часть автоматических регуляторов частоты вращения и мощности (АРЧМ) гидротурбин, исполняющих команды ЦР, датчиков аналоговой и дискретной информации, органов управления и устройств отображения информации.

## **9.5 Участие Янискоски ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме**

Янискоски ГЭС принимает участие в первичном, вторичном и третичном регулировании.

Участие Янискоски ГЭС в общем первичном регулировании частоты обязательно, так как привлекаются все электростанции в энергосистеме. Также станция может подать заявку в СО ЕЭС и пройти конкурентный отбор участников в нормированном первичном регулировании, и, если системный оператор сочтет необходимым оказание этой системной услуги, Янискоски ГЭС будет осуществлять НПРЧ и получать за это оплату.

Участие в третичном регулировании определяет системный оператор. Янискоски ГЭС может принимать участие в третичном регулировании, осуществляя пуск/останов гидрогенераторов.

На Янискоски ГЭС используются индивидуальные регуляторы частоты и активной мощности на гидроагрегатах, система группового регулирования активной мощности (ГРАМ) отсутствует.

Диапазон регулирования гидротурбины выбирается, исходя из эксплуатационной характеристики.

### **9.5.1 Процесс регулирования частоты после возникновения дефицита активной мощности**

На рисунке 9.2 показан процесс регулирования частоты в ЭС после возникновения внезапного дефицита активной мощности.

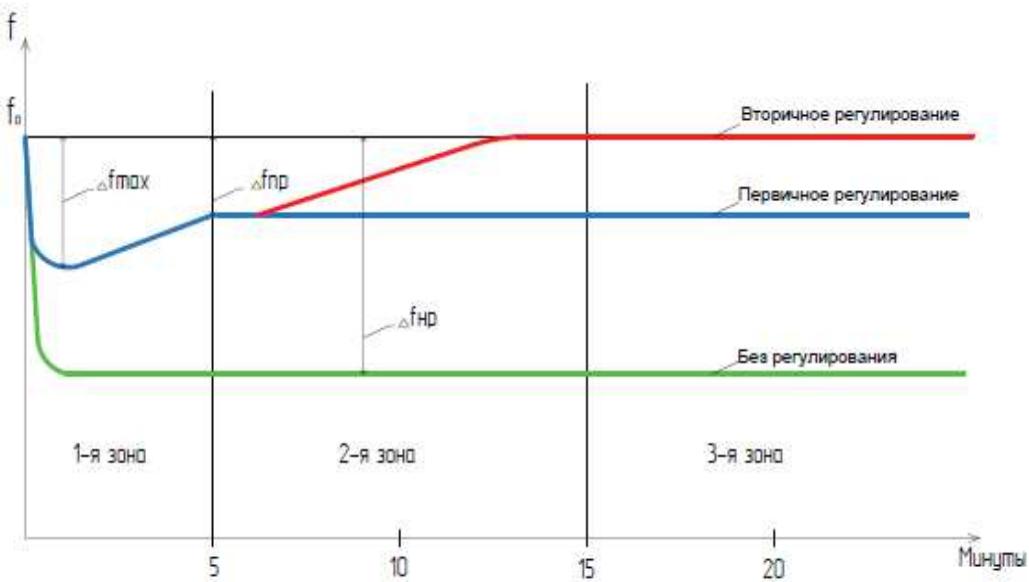


Рисунок 9.2 - Процесс регулирования частоты

На стадии 1 процесс изменения и установления частоты определяется первичным регулированием, которое способно с максимальным быстродействием остановить снижение частоты и удержать частоту до вступления в действие вторичного регулирования. Без первичного регулирования частота снижается достаточно сильно. Установившийся режим первичного регулирования наступает примерно через 30 секунд. Отклонение частоты при этом зависит от величины первичного дефицита. Стадия 1 продолжается до вступления в действие вторичного регулирования. В это время частоту удерживают все электростанции и потребители, участвующие в первичном регулировании.

На стадии 2, после уточнения обстановки и определения рационального способа восстановления частоты, производится оперативное вторичное регулирование. При этом электростанции вторичного регулирования постепенно восстанавливают заданные значения частоты и перетоков мощности, а все электростанции (за исключением электростанций, участвовавших и в первичном и во вторичном регулировании) возвращаются к исходной нагрузке. Стадия 2 продолжается 5-10 минут и заканчивается восстановлением заданного значения частоты. Первичный резерв по завершении 2 стадии обычно полностью восстанавливается автоматически и должен быть готов к последующему использованию.

Следующая 3 стадия характеризуется нормальными параметрами режима. На этой стадии происходит восстановление истраченного на 2-й стадии вторичного резерва, с тем, чтобы быть готовым к последующему его использованию. Это делается в порядке третичного регулирования путем перераспределения мощности между электростанциями вторичного и третичного регулирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 стр.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов /сост. А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. 114 стр.
3. Википедия [Электронный ресурс] // Пазские ГЭС. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Пазские\\_ГЭС](https://ru.wikipedia.org/wiki/Пазские_ГЭС)
4. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=rdu\\_kola](http://so-ups.ru/index.php?id=rdu_kola).
5. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 366с.
7. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 47 с.
8. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
9. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
10. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 50 с.
11. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. 7-е изд., перераб. и доп. — М.:Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
12. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций / ПАО «ЕЭС России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
13. Техническая политика ПАО «РусГидро» / ПАО «ЕЭС России». – Москва, 2015.
14. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. – Введ. 09.07.2012 - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 – 34 с.

15. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ. – Введ. 03.06.2013 - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 – 21 с.

16. Постановление правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. №937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» / Москва, 2018.

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007 - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 132 с.

18. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств 35-750 кВ. – Введ. 16.06.2010 - Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

19. ГОСТ Р 56302-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Оперативно-диспетчерское управление. диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. – Введ. 09.01.2015 - Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2015 – 16 с.

20. СТО 17330282.27.140.020 -2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 24 с.

21. ООО «ПитерЭнергоМаш». [Электронный ресурс] // Элегазовые комплектные распределительные устройства 110 кВ, 220 кВ, 330 кВ. – Режим доступа: [http://piterenergomash.ru/images/pdf/pechat/PEM\\_CRUE.pdf](http://piterenergomash.ru/images/pdf/pechat/PEM_CRUE.pdf)

22. ООО «CuprAL Bridge» [Электронный ресурс] // Комплектное распределительное устройство с генераторным выключателем. – Режим доступа: <http://cpbr.ru/produkciya/gru>

23. Минстрой России Письмо № 13606-ХМ/09 от 4 апреля 2018 г. [Электронный ресурс] // Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2018 год. – Режим доступа: <https://smetnoedelo.ru/indeksy/indeksy-izmeneniya-smetnoy-stoimosti-na-1-kvartal-2018-god.html>

24. СТО 56947007- 29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 - Москва: ПАО РАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

25. ГОСТ Р 57114-2016 Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие системы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. – Введ. 01.03.2017 - Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2017 – 16 с.

26. СТО 17330282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 183 с.

27. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.
28. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
29. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
30. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
31. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
32. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : ACB, 2011. - Ч.1. - 584 с.
33. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : ACB, 2011. - Ч.2. - 536 с.
34. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1989.
35. СП 39.13330.2012. Плотины из грунтовых материалов. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
36. СНиП 41.13330.2012. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996.
37. СТО 17330282.27.140.002-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 15.04.2008 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 53 с.
38. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016 – 64 с.
39. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» - ПАО «РусГидро», 2017.
40. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. №117-ФЗ (ред. от 29 декабря 2017) // Собр. законодательства РФ. – 2000. - № 32.
41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113.
42. СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. – Введ. 05.12.2012 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2012 – 28 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Сработка-наполнение водохранилища (июнь)

Таблица А.1 - Сработка-наполнение водохранилища (июнь)

Июнь	Расходы, м <sup>3</sup> /с								Объемы, км <sup>3</sup>			Отметки ВБ, м			Отметки НБ, м	H, м	N <sub>ГЭС</sub> , МВт	
	Часы	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>вдхр</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>хсб</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>сан</sub>	V <sub>h</sub>	ΔV	V <sub>k</sub>	Z <sub>h</sub>	Z <sub>k</sub>	Z <sub>cp</sub>	Z <sub>нб</sub>	
0	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,5	110,50	110,50	95,60	14,70	28
1	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
2	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
3	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
4	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
5	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
6	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
7	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
8	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
9	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
10	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
11	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
12	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
13	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
14	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
15	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
16	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
17	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
18	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
19	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
20	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
21	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
22	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28
23	284	2	1	282	0	225	57	283	29	0,032	0	0,032	110,50	110,50	110,50	95,60	14,70	28

Продолжение приложения А

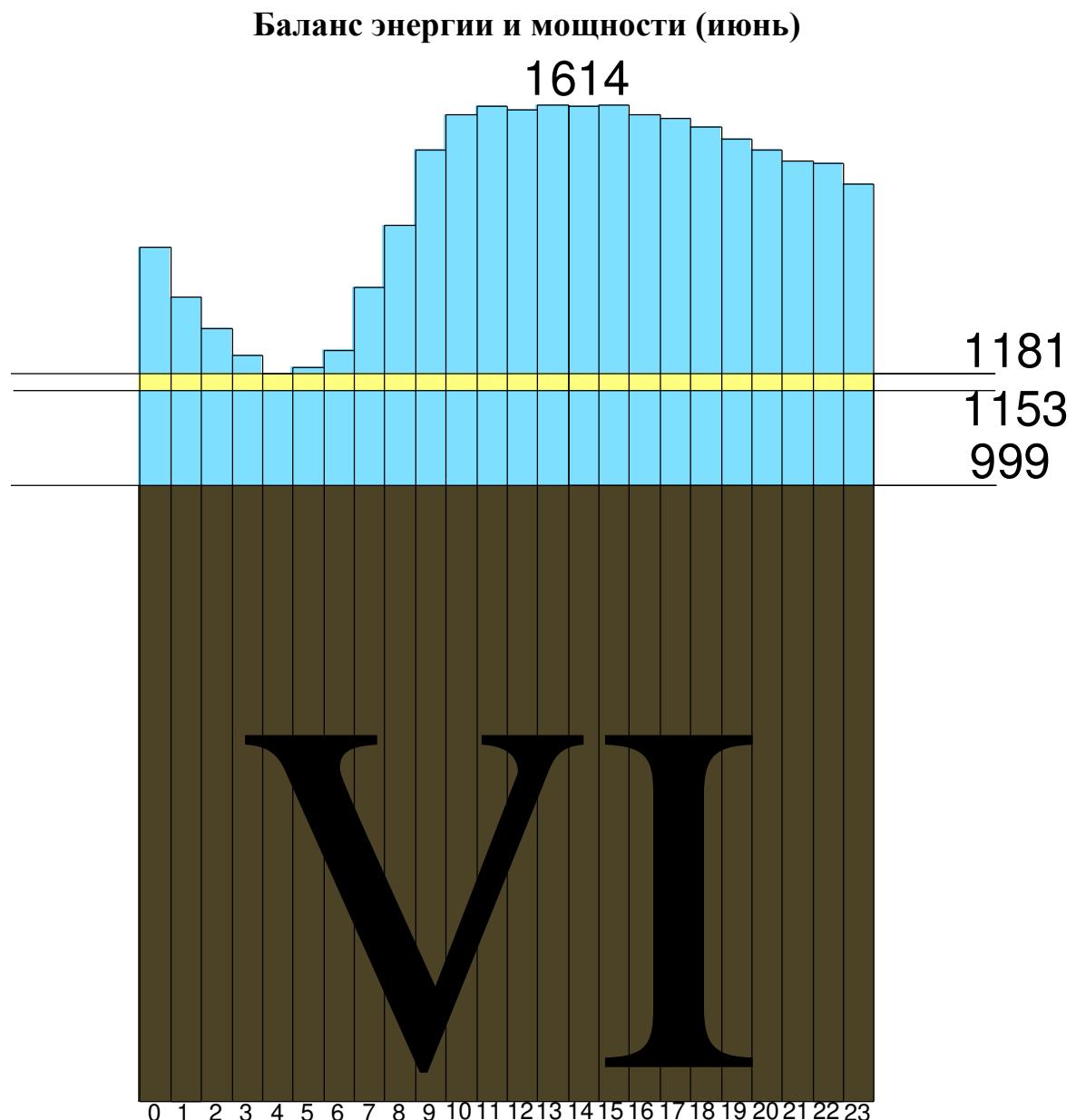


Рисунок А.1 – График баланса энергии и мощности (мощность указана в МВт)

Продолжение приложения А

### Графики сработки-наполнения

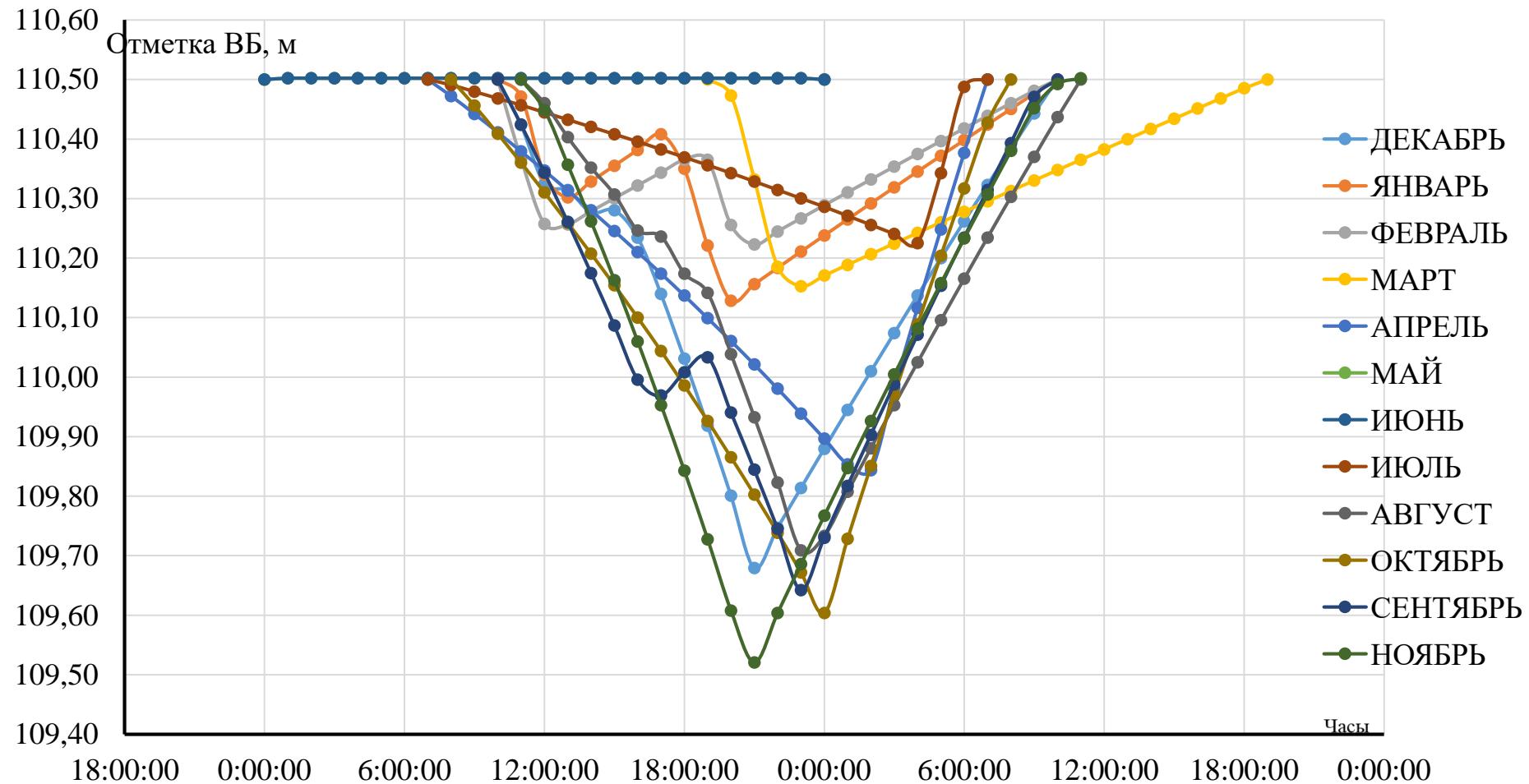


Рисунок А.2 – Графики сработки-наполнения в разные месяцы

## Окончание приложения А

### Построение ИКН для июня и нахождение рабочей мощности существующих ГЭС

Таблица А.2 – Построение ИКН

Часы	P, МВт	dP, МВт	dЭ, МВт ч	кЭ, МВт ч	kP, МВт
1	1614	0	0	0	0
2	1614	1	1	1	1
3	1613	1	3	4	2
4	1612	5	19	23	6
5	1608	8	41	64	15
6	1600	1	5	69	15
7	1599	5	32	100	20
8	1594	15	120	220	35
9	1579	21	185	405	55
10	1559	17	165	570	72
11	1542	0	0	570	72
12	1542	18	210	780	89
13	1525	4	50	830	93
14	1521	35	488	1317	128
15	1486	66	990	2307	194
16	1420	36	573	2881	230
17	1384	65	1105	3986	295
18	1319	16	282	4268	311
19	1304	51	963	5230	361
20	1253	36	713	5944	397
21	1217	8	172	6115	405
22	1209	20	444	6559	425
23	1189	10	226	6785	435
24	1179	1179	28296	35081	1614

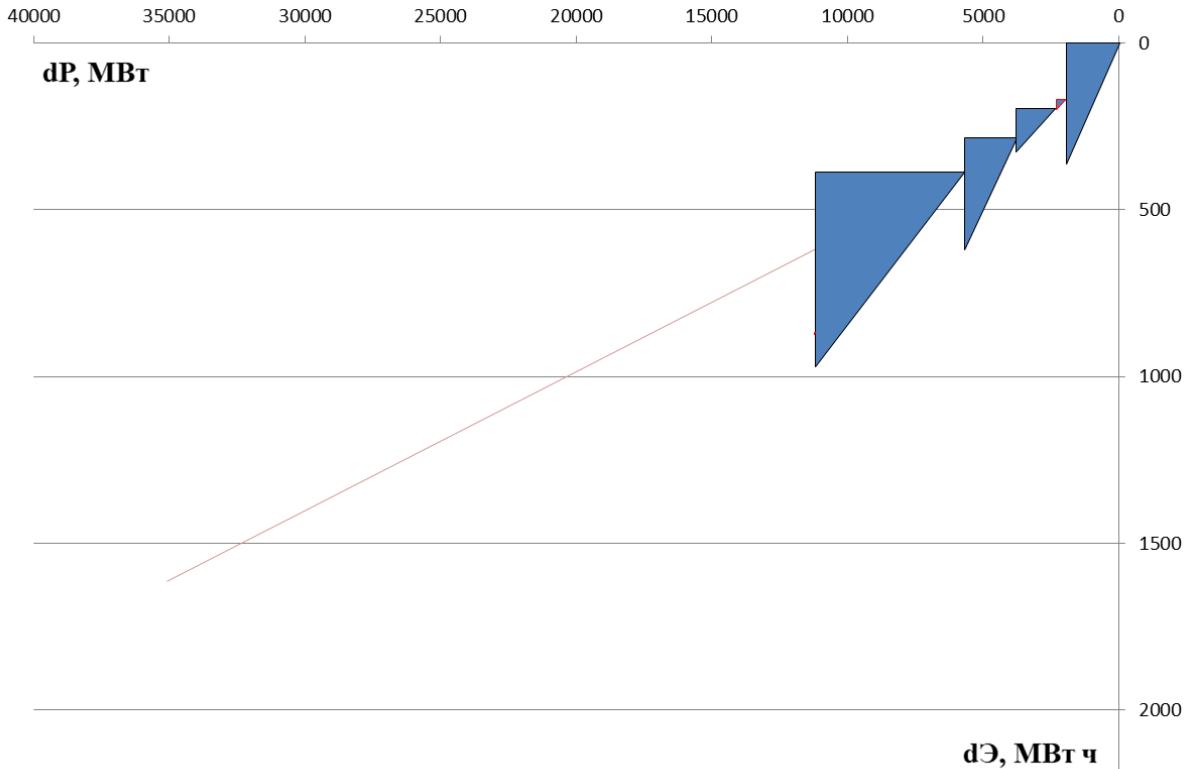


Рисунок А.3 – ИКН июня

Суммарная мощность существующих ГЭС – 589 МВт.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Зона работы гидротурбины ПЛ 20-В-400

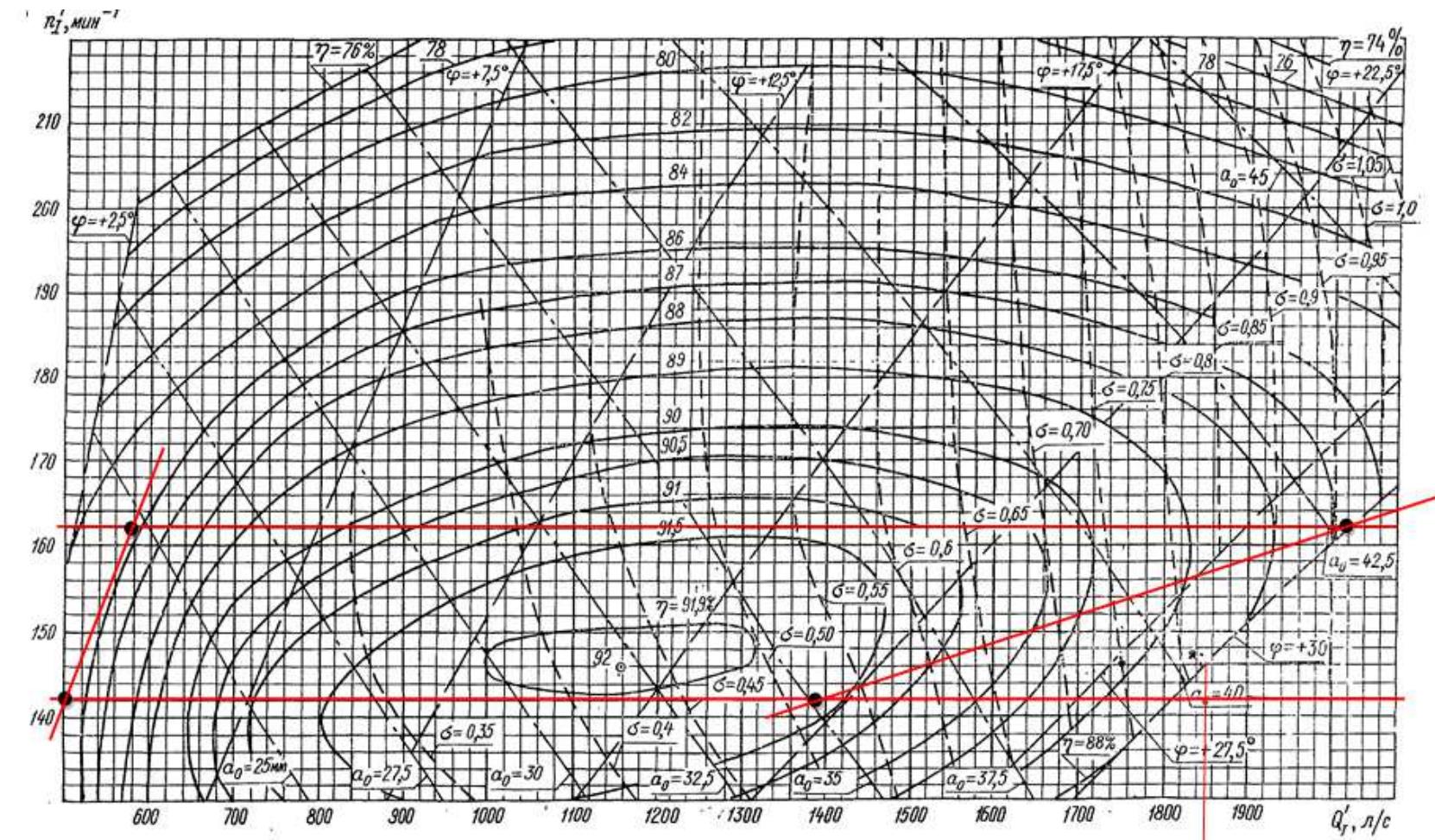


Рисунок Б.1 - Зона работы гидротурбины ПЛ 20-В-400

Продолжение приложения Б

**Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 20-В**

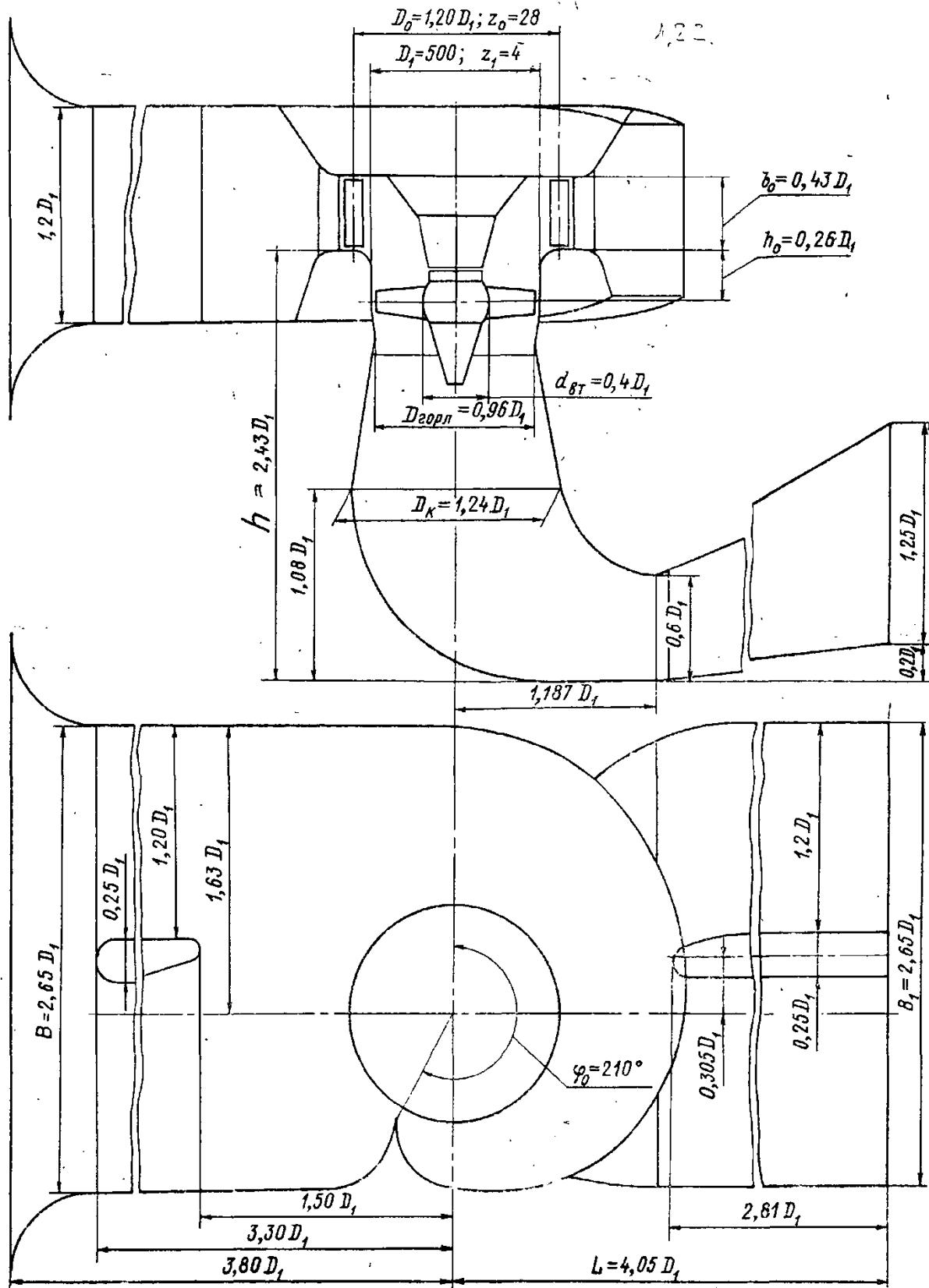


Рисунок Б.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 20-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Спецификация к главной схеме электрических соединений Янискоски ГЭС

Таблица В.1 - Спецификация к главной схеме электрических соединений Янискоски ГЭС

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Основное силовое оборудование			
Г-1, Г-2	Вертикальный гидрогенератор синхронный ВГС 525/114-40	2	$P_{\text{ном}} = 14 \text{ МВт}$ ; $S_{\text{ном}} = 17,5 \text{ МВА}$ ; $\cos\phi = 0,8$ ; $n_{\text{ном}} = 150 \text{ об/мин}$ ; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
Т-1, Т-2	Блочный силовой трансформатор ТД-25000/110	2	$S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$ ; $U_{\text{вн}} = 121 \pm 9 \times 1,77 \text{ кВ}$ ; $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$
КРУЭ 110 кВ			
В 110 Никель I цепь, В 110 Никель II цепь	Элегазовый выключатель ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_y = 80 \text{ кА}$
СВ 110	Элегазовый секционный выключатель 110 кВ	1	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_y = 80 \text{ кА}$
ЛР ВЛ 110 Никель I цепь, ЛР ВЛ 110 Никель II цепь	Линейный разъединитель ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 80 \text{ кА}$
ШР ВЛ 110 Никель I цепь, ШР ВЛ 110 Никель II цепь	Шинный разъединитель ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 80 \text{ кА}$
ТР 110 Т-1, ТР 110 Т-2	Трансформаторный разъединитель 110 кВ блочного силового трансформатора	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 80 \text{ кА}$
СР-1 110, СР-2 110	Секционный разъединитель 110 кВ	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 80 \text{ кА}$
РП-1 110, РП-2 110	Разъединитель ремонтной перемычки 110 кВ	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 80 \text{ кА}$
ЗНЛ ЛР ВЛ 110 Никель I цепь, ЗНЛ ЛР ВЛ 110 Никель II цепь	Заземляющий нож в сторону линии линейного разъединителя ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
ЗНВ ЛР ВЛ 110 Никель I цепь, ЗНВ ЛР ВЛ 110 Никель II цепь	Заземляющий нож в сторону выключателя линейного разъединителя ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
ЗНВ ШР ВЛ 110 Никель I цепь, ЗНВ ШР ВЛ 110 Никель II цепь	Заземляющий нож в сторону выключателя шинного разъединителя ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	

## Продолжение приложения В

### Продолжение таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ЗНВ СР-1 110, ЗНВ СР-2 110	Заземляющий нож в сторону выключателя секционного разъединителя 110 кВ	2	
ЗНВ РП-1 110, ЗНВ РП-2 110	Заземляющий нож в сторону выключателя разъединителя ремонтной перемычки 110 кВ	2	
ЗНС ТР 110 Т-1, ЗНС ТР 110 Т-2	Заземляющий нож в сторону секции трансформаторного разъединителя 110 кВ блочного силового трансформатора	2	
ЗНТ ТР 110 Т-1, ЗНТ ТР 110 Т-2	Заземляющий нож в сторону трансформатора трансформаторного разъединителя 110 кВ блочного силового трансформатора	2	
ТТ 110 Никель I цепь, ТТ 110 Никель II цепь	Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; I_{\text{перв}} = 200 \text{ А}; I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ТТ 110 СВ	Трансформатор тока 110 кВ секционного выключателя	1	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; I_{\text{перв}} = 200 \text{ А}; I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ТТ 110 РП	Трансформатор тока 110 кВ ремонтной перемычки	1	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; I_{\text{перв}} = 200 \text{ А}; I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ТН 110 Никель I цепь, ТН 110 Никель II цепь	Трансформатор напряжения ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	$U_{\text{перв}} = 110/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{1,2Y} = 100/\sqrt{3} \text{ В}; U_{\Delta} = 100/3 \text{ В}$
ТН 110 Т-1, ТН 110 Т-2	Трансформатор напряжения 110 кВ блочного силового трансформатора	2	$U_{\text{перв}} = 110/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{1,2Y} = 100/\sqrt{3} \text{ В}; U_{\Delta} = 100/3 \text{ В}$
Элементы ВЛ 110 кВ			
ВЧЗ ВЛ 110 Никель I цепь, ВЧЗ ВЛ 110 Никель II цепь	Высокочастотный заградитель ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
КС ВЛ 110 Никель I цепь, КС ВЛ 110 Никель II цепь	Конденсатор связи ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
ЗН КС ВЛ 110 Никель I цепь, ЗН КС ВЛ 110 Никель II цепь	Заземляющий нож конденсатора связи ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
ФП КС ВЛ 110 Никель I цепь, ФП КС ВЛ 110 Никель II цепь	Фильтр присоединения конденсатора связи ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	
ОПН ВЛ 110 Никель I цепь, ОПН ВЛ 110 Никель II цепь	Ограничитель перенапряжений нелинейный ВЛ 110 кВ Никель-Кайтакоски ГЭС с отпайками	2	

## Продолжение приложения В

### Продолжение таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Элементы блочного силового трансформатора			
ОПН 110 Т-1, ОПН 110 Т-2	Ограничитель перенапряжений нелинейный 110 кВ блочного силового трансформатора	2	
ОПН 10 Т-1, ОПН 10 Т-2	Ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ блочного силового трансформатора	2	
Комплектное генераторное распределительное устройство			
В 10 Г-1, В 10 Г-2	Вакуумный выключатель 10 кВ гидрогенератора	2	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_y = 100 \text{ кА}$
ТР 10 Т-1, ТР 10 Т-2	Трансформаторный разъединитель 10 кВ блочного силового трансформатора	2	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 100 \text{ кА}$
ЗНТ 10 Т-1, ЗНТ 10 Т-2	Заземляющий нож 10 кВ в сторону блочного силового трансформатора	2	
ЗНГ 10 Г-1, ЗНГ 10 Г-2	Заземляющий нож 10 кВ в сторону гидрогенератора	2	
К 10 Т-1, К 10 Т-2	Конденсатор для ограничения перенапряжений силового блочного трансформатора	2	
К 10 Г-1, К 10 Г-2	Конденсатор для ограничения перенапряжений гидрогенератора	2	
ТТ 10 Г-1, ТТ 10 Г-2	Трансформатор тока 10 кВ гидрогенератора	2	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{перв.}} = 1000 \text{ А}$ ; $I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ТТн 10 Г-1, ТТн 10 Г-2	Трансформатор тока 10 кВ на нулевых выводах гидрогенератора	4	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{перв.}} = 1000 \text{ А}$ ; $I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ТН-1 10 Г-1, ТН-1 10 Г-2, ТН-2 10 Г-1, ТН-2 10 Г-2	Трансформатор напряжения 10 кВ гидрогенератора	4	$U_{\text{перв.}} = 10,5/\sqrt{3} \text{ кВ}$ ; $U_{1,2Y} = 100/\sqrt{3} \text{ В}$ ; $U_{\Delta} = 100/3 \text{ В}$
ТН-1 10 Т-1, ТН-1 10 Т-2, ТН-2 10 Т-1, ТН-2 10 Т-2	Трансформатор напряжения 10 кВ силового блочного трансформатора	4	$U_{\text{перв.}} = 10,5/\sqrt{3} \text{ кВ}$ ; $U_Y = 100/\sqrt{3} \text{ В}$ ; $U_{\Delta} = 100/3 \text{ В}$
Элементы собственных нужд станции			
РТСН	Резервный трансформатор собственных нужд ТСЗ-630/35	1	$S_{\text{ном}} = 630 \text{ кВА}$ ; $U_{\text{вн}} = 36,75 \pm 8 \times 1,5 \text{ кВ}$ ; $U_{\text{нн}} = 10,5 \text{ кВ}$
В 35 Никель	Выключатель ВЛ 35 кВ Никель – Кайтакоски ГЭС	1	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_y = 100 \text{ кА}$
ЛР 35 РТСН	Линейный разъединитель 35 кВ резервного трансформатора собственных нужд	1	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{терм.}} = 31,5 \text{ кА}$ ; $I_{\text{скв.пред.}} = 100 \text{ кА}$

## Продолжение приложения В

### Продолжение таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ОПН 35 РТСН	Ограничитель перенапряжений нелинейный 35 кВ резервного трансформатора собственных нужд	1	
ОПН 10 РТСН	Ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ резервного трансформатора собственных нужд	1	
ТТ 35 Никель	Трансформатор тока ВЛ 35 кВ Никель – Кайтакоски ГЭС	1	
ТТ 35 РТСН	Трансформатор тока резервного трансформатора собственных нужд	1	
Р-1 КРУ 10 кВ, Р-2 КРУ 10 кВ, Р-3 КРУ 10 кВ	Секция комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	
ОПН 10 Р-1, ОПН 10 Р-2, ОПН 10 Р-3	Ограничитель перенапряжений нелинейный секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	
ТН 10 Р-1, ТН 10 Р-2, ТН 10 Р-3	Трансформатор напряжения секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	$U_{\text{перв}} = 10,5/\sqrt{3}$ кВ; $U_{1,2Y} = 100/\sqrt{3}$ В; $U_{\Delta} = 100/3$ В
ЗН 10 Р-1, ЗН 10 Р-2, ЗН 10 Р-3	Заземляющий нож секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	
В 10 Р-1, В 10 Р-2, В 10 Р-3	Вакуумный выключатель секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ; $I_{\text{ном}} = 630$ А; $I_{\text{откл.}} = 20$ кА; $I_y = 51$ кА; выкатной
ТТ В 10 Р-1, ТТ В 10 Р-2, ТТ 10 Р-3	Трансформатор тока вакуумного выключателя секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ; $I_{\text{перв}} = 40$ А; $I_{\text{втор.}} = 5$ А
ЗНТ 10 Р-1, ЗНТ 10 Р-2, ЗНТ 10 Р-3	Заземляющий нож в сторону трансформатора секции комплектного распределительного устройства 10 кВ	3	
СВ-1 10 Р-1, СВ-2 10 Р-2, СВ-1 10 Р-3, СВ-2 10 Р-3	Вакуумный секционный выключатель секций комплектного распределительного устройства 10 кВ	4	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ; $I_{\text{ном}} = 630$ А; $I_{\text{откл.}} = 20$ кА; $I_y = 51$ кА; выкатной
ТТ СВ-1 10 Р-1, ТТ СВ-2 10 Р-2, ТТ СВ-1 10 Р-3, СВ-2 10 Р-3	Трансформатор тока вакуумного секционного выключателя секций комплектного распределительного устройства 10 кВ	4	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ; $I_{\text{перв}} = 40$ А; $I_{\text{втор.}} = 5$ А

## Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ЗН СВ-1 10 Р-1, ЗН СВ-2 10 Р-2, ЗН СВ-1 10 Р-3, СВ-2 10 Р-3	Заземляющий нож секционного выключателя секций комплектного распределительного устройства 10 кВ	4	
Т-11...Т-42	Трансформатор собственных нужд ТС3 250/10,5	8	$S_{\text{ном}} = 250 \text{ кВА}$ ; $U_{\text{вн}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ}$
Т-51	Трансформатор собственных нужд ТС3 400/10,5	1	$S_{\text{ном}} = 400 \text{ кВА}$ ; $U_{\text{вн}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ}$
ДГУ Р-3	Дизельная генераторная установка секции Р-3 комплектного распределительного устройства 10 кВ	1	$S_{\text{ном}} = 250 \text{ кВА}$ ; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
В 10 Т-11...В 10 Т-51	Вакуумный выключатель 10 кВ трансформатора собственных нужд	9	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 20 \text{ кА}$ ; $I_y = 51 \text{ кА}$ , выкатной
ТТ В 10 Т-11...ТТ В 10 Т-51	Трансформатор тока вакуумного выключателя 10 кВ трансформатора собственных нужд	3	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{перв.}} = 15 \text{ А}$ ; $I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ЗНТ В 10 Т-11...ЗНТ В 10 Т-51	Заземляющий нож в сторону трансформатора собственных нужд	9	
В 10 ДГУ Р-3	Вакуумный выключатель дизельной генераторной установки секции Р-3 комплектного распределительного устройства 10 кВ	1	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ ; $I_{\text{откл.}} = 20 \text{ кА}$ ; $I_y = 51 \text{ кА}$ , выкатной
ТТ 10 ДГУ Р-3	Трансформатор тока дизельной генераторной установки секции Р-3 комплектного распределительного устройства 10 кВ	1	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ ; $I_{\text{перв.}} = 15 \text{ А}$ ; $I_{\text{втор.}} = 5 \text{ А}$
ЗН 10 ДГУ Р-3	Заземляющий нож дизельной генераторной установки секции Р-3 комплектного распределительного устройства 10 кВ	1	
Н-1 КТП 0,4 кВ, Н-2 КТП 0,4 кВ	Комплектная трансформаторная подстанция 0,4 кВ общестанционных собственных нужд	2	2 секции
АН-1 0,4 кВ, АН-2 0,4 кВ	Шкаф 0,4 кВ агрегатных собственных нужд	2	2 секции
АРН 0,4 кВ	Шкаф 0,4 кВ резервного питания агрегатных нужд	1	
НБ КТП 0,4 кВ	Комплектная трансформаторная подстанция 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	1	2 секции

## Продолжение приложения В

### Продолжение таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ВБ КТП 0,4 кВ	Комплектная трансформаторная подстанция 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	1	2 секции
СОП НБ 0,4 кВ	Сборка ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	1	2 секции
СОП ВБ 0,4 кВ	Сборка ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	1	2 секции
ДГУ НБ	Дизельная генераторная установка нижнего бьефа	1	$S_{\text{ном}} = 82 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
ДГУ ВБ	Дизельная генераторная установка верхнего бьефа	1	$S_{\text{ном}} = 150 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
А-1 Н-1, А-2 Н-1, А-1 Н-1, А-2 Н-2	Автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд	4	выкатной
А-1 АН-1...А-4 АН-1, А-1 АН-2...А-4 АН-3	Автоматический выключатель шкафа 0,4 кВ агрегатных собственных нужд	8	выкатной
А-1 АНР...А-4 АНР	Автоматический выключатель шкафа 0,4 кВ резервного питания агрегатных собственных нужд	4	выкатной
СА 1-2 с. Н-1, СА 1-2 с. Н-2	Секционный автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд	2	выкатной
СА 1-2 с. АН-1, СА 1-2 с. АН-2	Секционный автоматический выключатель шкафа 0,4 кВ агрегатных собственных нужд	2	выкатной
А-1 НБ, А-2 НБ	Автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	2	выкатной
А-1 ВБ, А-2 ВБ	Автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	2	выкатной

## Окончание приложения В

### Окончание таблицы В.1

Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
А-1 СОП НБ, А-2 СОП НБ	Автоматический выключатель сборки ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	2	выкатной
А-1 СОП ВБ, А-2 СОП ВБ	Автоматический выключатель сборки ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	2	выкатной
СА 1-2 с. НБ	Секционный автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	1	выкатной
СА-1-2 с. ВБ	Секционный автоматический выключатель комплектной трансформаторной подстанции 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	1	выкатной
СА-1 СОП НБ, СА-2 СОП НБ	Секционный автоматический выключатель сборки ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд нижнего бьефа	1	выкатной
СА-1 СОП ВБ, СА-2 СОП ВБ	Секционный автоматический выключатель сборки ответственных потребителей 0,4 кВ общестанционных собственных нужд верхнего бьефа	1	выкатной
А ДГУ НБ	Автоматический выключатель дизельной генераторной установки нижнего бьефа	1	выкатной
А ДГУ ВБ	Автоматический выключатель дизельной генераторной установки верхнего бьефа	1	выкатной

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Годовая прибыль первых лет эксплуатации

Таблицы пользователя												
Годовая прибыль	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год
► Выручка (нетто), млн.руб.		193 258 938.24	278 655 441.36	287 147 846.64	295 455 776.16	305 489 119.20	315 376 736.88	325 234 880.40	333 815 667.60	336 751 462.32	339 135 157.92	341 544 462.4
Текущие расходы, млн.руб.	6 547 934.98	52 961 379.39	64 087 471.87	64 328 733.39	63 968 738.56	63 608 743.72	63 248 748.89	62 888 754.05	62 528 759.22	62 168 764.38	61 808 769.55	61 448 774.7
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.		161 049 115.20	232 212 867.80	239 289 872.20	246 213 146.80	254 574 266.00	262 813 947.40	271 029 067.00	278 179 723.00	280 626 218.60	282 612 631.60	284 620 385.4
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	-6 547 934.98	108 087 735.81	168 125 395.93	174 961 138.81	182 244 408.24	190 965 522.28	199 565 198.51	208 140 312.95	215 650 963.78	218 457 454.22	220 803 862.05	223 171 610.6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	-1 309 587.00	21 617 547.16	33 625 079.19	34 992 227.76	36 448 881.65	38 193 104.46	39 913 039.70	41 628 062.59	43 130 192.76	43 691 490.84	44 160 772.41	44 634 322.1
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	-5 238 347.98	86 470 188.65	134 500 316.75	139 968 911.04	145 795 526.59	152 772 417.82	159 652 158.81	166 512 250.36	172 520 771.02	174 765 963.37	176 643 089.64	178 537 288.5
Ставка налога на прибыль,%	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Таблицы пользователя												
Годовая прибыль	2033 год	2034 год	2035 год	2036 год	2037 год	2038 год	2039 год	2040 год	2041 год	2042 год	2043 год	1-2.2044
► Выручка (нетто), млн.руб.	343 980 049.92	346 441 920.24	348 931 084.32	351 028 898.88	354 132 301.68	356 705 705.76	359 448 085.44	362 220 454.56	365 022 813.12	367 856 172.00	370 689 530.88	62 300 368.3
Текущие расходы, млн.руб.	61 088 779.88	61 812 275.15	61 410 864.98	61 009 454.81	60 608 044.64	60 206 634.47	59 805 224.30	59 403 814.13	59 002 403.96	58 600 993.79	58 199 583.62	11 509 424.6
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	286 650 041.60	288 701 600.20	290 775 903.60	292 524 082.40	295 110 251.40	297 254 754.80	299 540 071.20	301 850 378.80	304 185 677.60	306 546 810.00	308 907 942.40	51 916 973.6
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	225 561 261.72	226 889 325.05	229 365 038.62	231 514 627.59	234 502 206.76	237 048 120.33	239 734 846.90	242 446 564.67	245 183 273.64	247 945 816.21	250 708 358.78	40 407 548.9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	45 112 252.34	45 377 865.01	45 873 007.72	46 302 925.52	46 900 441.35	47 409 624.07	47 946 969.38	48 489 312.93	49 036 654.73	49 589 163.24	50 141 671.76	8 081 509.7
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	180 449 009.38	181 511 460.04	183 492 030.89	185 211 702.07	187 601 765.41	189 638 496.26	191 787 877.52	193 957 251.73	196 146 618.91	198 356 652.97	200 566 687.02	32 326 039.1
Ставка налога на прибыль,%	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Рисунок В.1 - Годовая прибыль первых лет эксплуатации

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
*Иванов М.В. Коцегаров*  
подпись инициалы, фамилия  
«13 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯНИСКОСКИ ГЭС НА РЕКЕ ПАЗ.  
УЧАСТИЕ ГЭС ВО ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И  
ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Выпускник

*Барык* '13.06.19  
подпись, дата

В.Ю. Астапов  
инициалы, фамилия

Руководитель

*Р.Н.Г* '13.06.19  
подпись, дата

инженер оперативной службы,  
Филиал ПАО РусГидро  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
им. П.С. Непорожнегого»  
должность

Г.С. Шевченко  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Янискоски ГЭС на реке Паз. Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности в энергосистеме».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайчев 05.06.19  
подпись, дата

8.10.Зайчево  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

  
подпись, дата

А.В. Масленникова  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Пан 06.06.19  
подпись, дата

Л.В. Панстихина  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

  
подпись, дата

А.В. Шчеголев  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Юро 10.06.19  
подпись, дата

И.А. Либака  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата

В.И. Татямов  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Б.В. 13.06.19  
подпись, дата

В.В. Каганов  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Коф 10.06.19  
подпись, дата

В.В. Далаготов  
инициалы, фамилия

Консультант

М.В. Константинов  
подпись, дата

Нормоконтролер

Дм 13.06.19  
подпись, дата

А.А. Габишев  
инициалы, фамилия