


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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

«15» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Петровской ГЭС на реке Медведица. Система  
АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора,  
обработки и представление данных, отчетов, взаимодействие с  
СО ЕЭС, НП АТС**

Руководитель

 13.06.18г.  
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры  
ГЭЭС СШФ СФУ  
должность

А. М. Волошин  
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.18г.  
подпись, дата

М. Л. Шеломенцева  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа ВР по теме «Проектирование Петровской ГЭС на реке Медведица. Система АНИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и представление данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС».

Консультанты по разделам:

Водоэнергетические расчёты Зинд 13.06.18 Е. И. Зиницкая  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование Александров 08.06.18 А. В. Александров  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть С. В. 08.06.18 И. И. Степанчикова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗА Медведев 08.06.18 А. В. Медведев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компновка и сооружения гидроузла Медведев 13.06.18 Н. П. Медведев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды Медведев 08.06.18 И. И. Степанчикова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели Медведев 08.06.18 А. В. Медведев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр И. И. Степанчикова 16.06.18 А. Д. Васильева  
подпись, дата инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 6  |
| СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПЕТРОВСКОЙ ГЭС .....  | 7  |
| 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....                                 | 9  |
| 1.1 Природные условия .....   | 9  |
| 1.1.1 Географические сведения.....  | 9  |
| 1.1.2 Климатические условия.....  | 9  |
| 1.1.3 Гидрологические особенности .....   | 9  |
| 1.2 Энерго-экономическая характеристика региона.....  | 12 |
| 2 Водно-энергетический расчёт.....  | 14 |
| 2.1 Гидрологические расчёты .....   | 14 |
| 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....          | 15 |
| 2.2.1 Выбор расчётного маловодного года ( $P=90\%$ ) и средневодного года ( $P=50\%$ ) .....                      | 16 |
| 2.3 Обработка данных по энергосистеме.....  | 18 |
| 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....  | 18 |
| 2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....                       | 19 |
| 2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы .....               | 21 |
| 2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году  | 22 |
| 2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей.....         | 25 |
| 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....  | 27 |
| 3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....  | 27 |
| 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....                                    | 32 |
| 3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы..... | 32 |
| – работа одного агрегата при $H_{min}$ на линии ограничения по турбине. .   | 33 |
| 3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{max}$ .....  | 33 |
| 3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_p$ .....  | 34 |
| 3.3.3 Работа одного агрегата при $H_{min}$ и максимальном открытии направляющего аппарата .....                   | 34 |
| 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления .....                           | 35 |
| 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....  | 35 |
| 3.6 Определение установленной мощности ГЭС .....  | 36 |
| 4 Электрическая часть .....   | 37 |
| 4.1 Выбор номинального напряжения линий.....  | 37 |
| 4.2 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов .....   | 38 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 4.3   | Выбор структурной схемы электрических соединений.....   | 39 |
| 4.4   | Выбор основного оборудования главной схемы .....  | 39 |
| 4.4.1 | Выбор синхронных генераторов .....  | 39 |
| 4.4.2 | Выбор повышающих трансформаторов .....  | 39 |
| 4.4.3 | Выбор трансформаторов собственных нужд .....  | 41 |
| 4.5   | Выбор главной схемы ГЭС .....   | 42 |
| 4.6   | Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin3 ..... | 44 |
| 4.6.1 | Расчет исходных данных.....   | 44 |
| 4.6.2 | Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3.....  | 45 |
| 4.6.3 | Расчет токов короткого замыкания на сборных шинах и генераторном напряжении в программном комплексе RastrWin3 .....           | 46 |
| 4.7   | Выбор электрических аппаратов.....  | 47 |
| 4.7.1 | Выбор коммутационных аппаратов генератора .....   | 48 |
| 5     | Релейная защита и автоматика.....   | 51 |
| 5.1   | Перечень защит основного оборудования .....   | 51 |
| 5.2   | Описание защит и расчет их уставок.....   | 52 |
| 5.2.1 | Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....  | 52 |
| 5.2.2 | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_o$ )) .....  | 54 |
| 5.2.3 | Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....   | 57 |
| 5.2.4 | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....    | 57 |
| 5.2.5 | Защита от симметричных перегрузок( $I1$ ).....  | 61 |
| 5.2.6 | Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....   | 63 |
| 5.2.6 | Защита от перегрузки обмотки ротора .....   | 65 |
| 6     | Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений. 68   |    |
| 6.1   | Проектирование сооружений напорного фронта .....  | 68 |
| 6.1.1 | Определение отметки гребня плотины.....   | 68 |
| 6.2   | Гидравлические расчёты .....  | 71 |
| 6.2.1 | Определение ширины водосливного фронта .....  | 72 |
| 6.2.2 | Определение отметки гребня водослива .....  | 73 |
| 6.2.3 | Построения профиля водосливной грани по координатам Кригера – Офицера.....  | 75 |
| 6.2.4 | Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....  | 76 |
| 6.2.5 | Расчёт гасителей энергии .....  | 78 |
| 6.3   | Конструирование плотины.....  | 80 |
| 6.3.1 | Определение ширины подошвы плотины .....  | 80 |
| 6.3.2 | Разрезка плотины швами, быки, устои .....   | 82 |
| 6.4   | Фильтрационные расчёты .....  | 83 |
| 6.5   | Статические расчёты плотины .....   | 84 |
| 6.5.1 | Определение основных нагрузок на плотину .....  | 84 |
| 6.5.2 | Сила гидростатического давления .....   | 85 |
| 6.5.3 | Равнодействующая взвешивающего давления .....   | 86 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 6.5.4 | Сила фильтрационного давления .....   | 86  |
| 6.5.1 | Давление грунта .....   | 86  |
| 6.5.6 | Волновое давление.....  | 88  |
| 6.6   | Расчёт прочности плотины .....  | 89  |
| 6.6.1 | Критерии прочности плотины и её основания.....  | 91  |
| 6.6.2 | Расчёт устойчивости плотины .....   | 93  |
| 7     | Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы.....   | 95  |
| 7.1   | Безопасность гидротехнических сооружений.....   | 95  |
| 7.2   | Пожарная безопасность.....  | 95  |
| 7.3   | Охрана труда и техника безопасности.....  | 97  |
| 7.4   | Мероприятия по охране природы .....   | 100 |
| 8     | Технико-экономические показатели строительства ГЭС .....  | 101 |
| 8.1   | Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....   | 101 |
| 8.1.1 | Оценка объёмов реализации электроэнергии .....  | 101 |
| 8.1.2 | Текущие расходы по гидроузлу.....   | 101 |
| 8.1.3 | Налоговые расходы.....  | 104 |
| 8.2   | Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..   | 104 |
| 8.3   | Оценка инвестиционного проекта (новые сценарные условия) .....  | 105 |
| 8.3.1 | Методология, исходные данные.....   | 105 |
| 8.3.2 | Коммерческая эффективность .....  | 106 |
| 8.3.3 | Бюджетная эффективность .....   | 107 |
| 8.4   | Анализ чувствительности .....   | 107 |
| 9     | Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и представления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС. .... | 110 |
| 9.1   | Назначение системы .....  | 110 |
| 9.2   | Требования к системе .....  | 110 |
| 9.3   | Выбор основных устройств системы .....  | 111 |
| 9.4   | Структурная схема АИИС КУЭ Петровской ГЭС.....  | 116 |
| 9.5   | Система АИИС КУЭ на оптовом рынке. Взаимодействие с НП АТС. ...   | 118 |
|       | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 120 |
|       | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....  | 122 |
|       | ПРИЛОЖЕНИЕ А – П .....  | 124 |

## ВВЕДЕНИЕ

Наша страна обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55%, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60% до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВтч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

Целью моего дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти правильные проектные решения.

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПЕТРОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Медведица
2. Местонахождение ГЭС Волгоградская область
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 595 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин 901 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 3467 м<sup>3</sup>/с
  - г) минимальный 450 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока годовой
  - б) отметки: НПУ 179,0 м УМО 172,22 м
  - в) объемы: полный 10,18 км<sup>3</sup> полезный 4,07 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 27,2 м
  - б) расчетный 22,0 м
  - в) минимальный 18,5 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная 171 МВт
    - гарантированная 123,5 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,029 млрд.кВт·ч
  - в) число часов использования установленной мощности 6000 ч
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал бетон
  - б) правобережная гравитационная материал гравий
  - в) левобережная гравитационная материал гравий
  - г) общая длина 849,8 м
  - д) максимальная высота 42 м
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип поверхностный водослив
  - б) число и размер пролетов 8 отверстий 12 м×5 м
  - в) общая длина 96,0 м
  - г) максимальная высота 33,0 м
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания русловое число агрегатов 2
  - б) грунты в основании песчано-гравийное
  - в) тип спиральной камеры бетонная, таврового сечения с плоским ПОТОЛКОМ
  - г) тип отсасывающей трубы изогнутая
  - д) расстояние между осями агрегатов 28 м
  - е) размеры: общая длина 234,0 м ширина 50,00 м

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ30 – В – 850 их диаметр 8,5 м
- б) тип генератора СВ 1450/83-82 их мощность 85,5 МВт
- в) частота вращения 73,2 об/мин
- г) тип трансформаторов ТДЦ–125000/220-У1,УХЛ1 их число 2

12. Технико-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 19907,1руб/кВт
- б) себестоимость энергии 0,148 коп/кВт·ч
- в) показатели эффективности
  - NPV 8048,6 млн. руб.
  - PI 1,77
  - Срок окупаемости 6 лет 8 месяца



# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Географические сведения

Медведица – река в Волгоградской области, правый приток реки Дон. Длина 745 км, ширина от 100 до 200 м. Медведица берёт начало в Саратовской области из двух ручьёв, в селе Старые Бурасы. Первый крупный населённый пункт — город Петровск. Площадь бассейна – 34,7 тыс. км<sup>2</sup>.

### 1.1.2 Климатические условия

В районе проектируемой ГЭС климат умеренно континентальный, достаточно влажный, лето тёплое с небольшими изменениями температуры от месяца к месяцу, зима умеренно холодная и продолжительная. Средняя температура воздуха в Волгограде, по данным многолетних наблюдений, составляет +8,2 °С. Самый холодный месяц в городе — февраль со средней температурой –6,6 °С. Самый тёплый месяц — июль, его среднесуточная температура +23,6 °С. Самая высокая температура, отмеченная в Волгограде за весь период наблюдений, +42,6 °С (1940 год), а самая низкая –33 °С (1940 год). Среднее количество осадков: 406 мм.

### 1.1.3 Гидрологические особенности

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- Среднемноголетний - 595 м<sup>3</sup>/с;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% - 3467 м<sup>3</sup>/с и 0,1% - 2879 м<sup>3</sup>/с;
- отметка НПУ 179,0 м.

Кривая зависимости объёмов Петровского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объёмов Петровской водохранилища

| Q, м <sup>3</sup> /с | Z <sub>нб</sub> , м |
|----------------------|---------------------|
| 0                    | 146                 |
| 0,83                 | 154,1               |
| 1,66                 | 159,1               |
| 2,49                 | 162,7               |
| 3,32                 | 165,6               |
| 4,15                 | 168,0               |
| 4,98                 | 170,1               |
| 5,81                 | 171,9               |

Продолжение таблицы 1.1

| $Q, \text{ м}^3/\text{с}$ | $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$ |
|---------------------------|----------------------------|
| 6,64                      | 173,5                      |
| 7,47                      | 175,0                      |
| 8,3                       | 176,3                      |
| 9,13                      | 177,6                      |
| 9,96                      | 178,7                      |
| 10,79                     | 179,8                      |

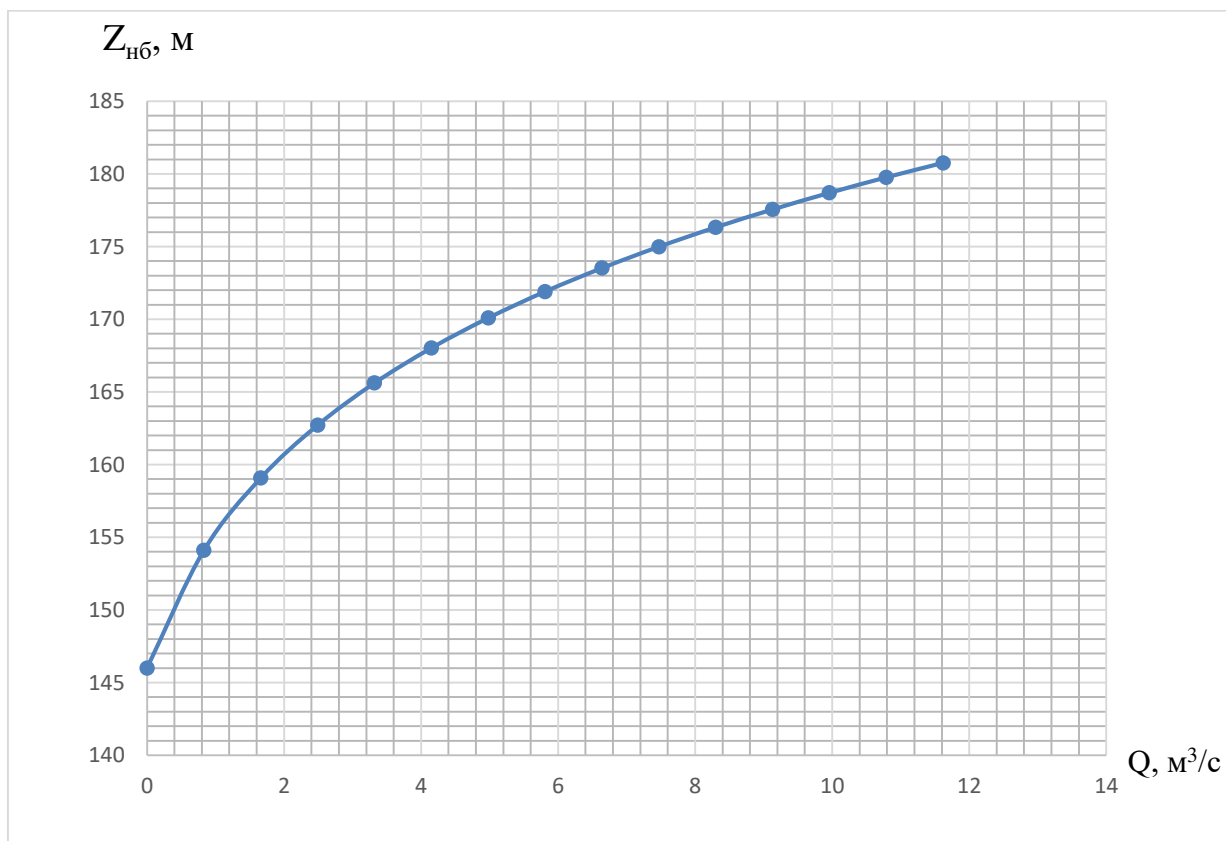


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня верхнего бьефа

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

| $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$ | $Q_{\text{лето}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | $Q_{\text{зима}}, \text{ м}^3/\text{с}$ |
|----------------------------|---|---|
| 146                        | 0                                       | 0                                       |
| 148,7                      | 178                                     | 151,3                                   |
| 150,4                      | 356                                     | 302,6                                   |
| 151,6                      | 534                                     | 453,9                                   |
| 152,6                      | 712                                     | 605,2                                   |
| 153,4                      | 890                                     | 756,5                                   |
| 154,0                      | 1068                                    | 907,8                                   |

Продолжение таблицы 1.2

| $Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$ | $Q_{\text{лето}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | $Q_{\text{зима}}, \text{ м}^3/\text{с}$ |
|----------------------------|---|---|
| 154,6                      | 1246                                    | 1059,1                                  |
| 155,2                      | 1424                                    | 1210,4                                  |
| 155,6                      | 1602                                    | 1361,7                                  |
| 156,1                      | 1780                                    | 1513                                    |
| 156,5                      | 1958                                    | 1664,3                                  |
| 156,8                      | 2136                                    | 1815,6                                  |
| 157,2                      | 2314                                    | 1966,9                                  |
| 157,5                      | 2492                                    | 2118,2                                  |

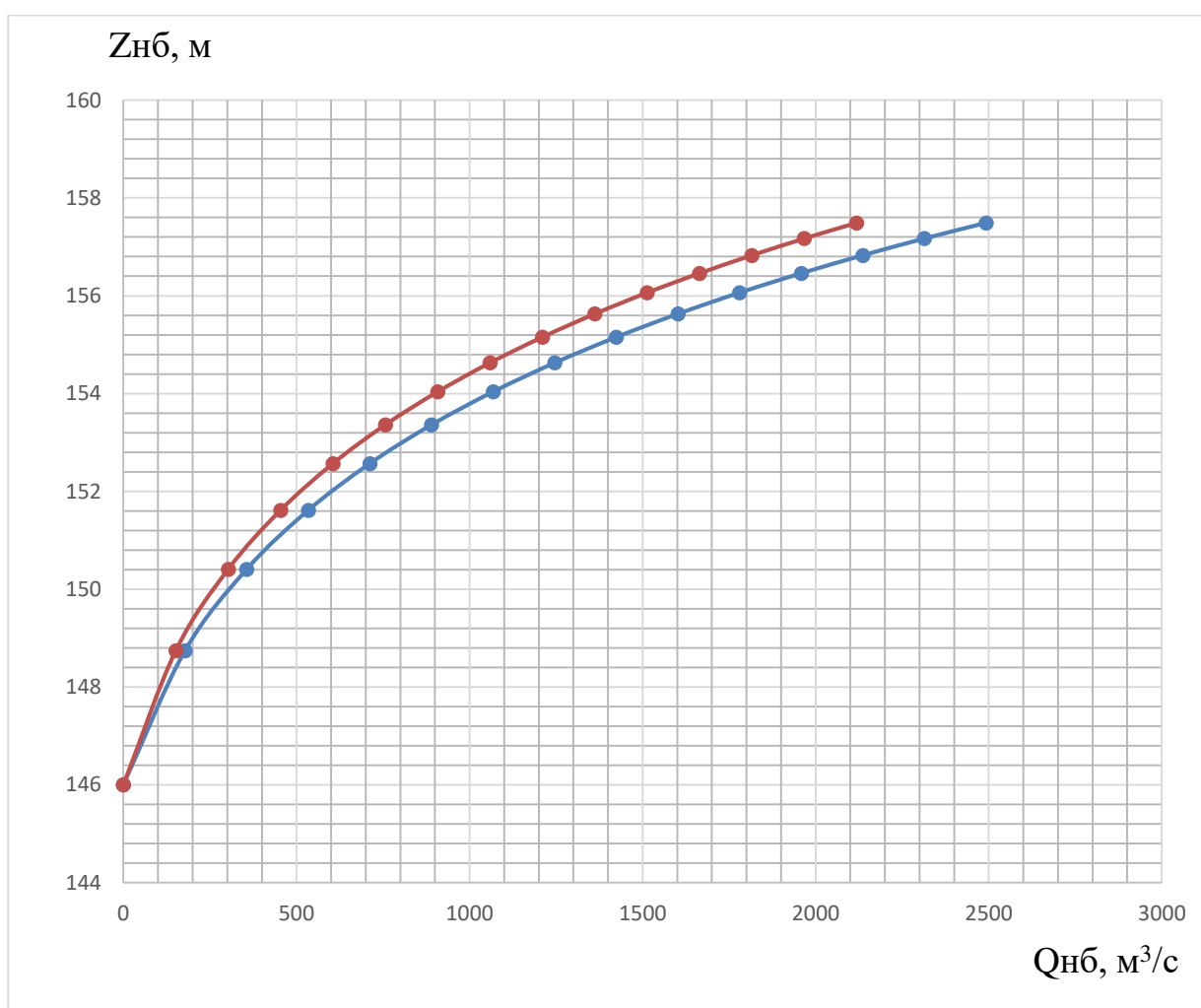


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,81. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

| $Q, \text{ м}^3/\text{с}$ | Месяц |     |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     |
|---------------------------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
|                           | I     | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |
| ВХК                       | 450   | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450 | 450  | 450 | 450 | 450 | 450 |
| Потребление               | 1     | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1    | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Фильтрация                | 1     | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1    | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Испарение                 | 0     | 0   | 1   | 2   | 2   | 3   | 3   | 3    | 2   | 1   | 0   | 0   |
| Льдообразование           | -5    | 0   | 1   | 2   | 2   | 1   | 1   | 1    | 1   | 0   | 0   | -4  |

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) р. Медведица в створе Петровской ГЭС с 1927 по 2013 гг. представлен в приложении А.

## 1.2 Энерго–экономическая характеристика региона

Проектируемая Петровская ГЭС относится к энергосистеме Юга, филиал АО «СО ЕЭС Приморское РДУ».

В управлении и ведении Филиала АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4016,55 МВт. Наиболее крупными из них являются: Волжская ГЭС (2671 МВт) – ПАО «РусГидро»; Волгоградская ТЭЦ-2 и Волгоградская ТЭЦ-3, Волжская ТЭЦ и Волжская ТЭЦ-2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

В электроэнергетический комплекс Волгоградской области входят также 378 линий электропередачи класса напряжения 110-500 кВ, общей протяженностью 11658,344 км, 354 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-500 кВ, с суммарной мощностью трансформаторов 21485,66 МВА.

Проектирование Петровской ГЭС способствует частичному покрытию полупиковых нагрузок энергосистемы.

Особенности ЕЭС ОДУ Юга:

- годовой максимум нагрузки 8036 МВт;
- число часов использования установленной мощности 6000 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 5462,7 МВт;
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1,5 %; аварийный – 7 %.

Суточные графики нагрузки Приморского РДУ представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Суточные графики нагрузки Приморского РДУ за лето и зиму

| Лето       |                         | Зима       |                         |
|------------|-------------------------|------------|-------------------------|
| Время Мск. | Мощность генерации, МВт | Время Мск. | Мощность генерации, МВт |
| 0:00       | 9980                    | 0:00       | 10387                   |
| 1:00       | 9279                    | 1:00       | 10045                   |
| 2:00       | 9194                    | 2:00       | 9801                    |
| 3:00       | 8830                    | 3:00       | 9878                    |

Продолжение таблицы 1.4

| Лето          |                         | Зима          |                         |
|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|
| Время<br>Мск. | Мощность генерации, МВт | Время<br>Мск. | Мощность генерации, МВт |
| 4:00          | 8747                    | 4:00          | 9995                    |
| 5:00          | 9318                    | 5:00          | 10088                   |
| 6:00          | 9962                    | 6:00          | 10419                   |
| 7:00          | 10375                   | 7:00          | 11160                   |
| 8:00          | 11339                   | 8:00          | 11806                   |
| 9:00          | 11880                   | 9:00          | 12204                   |
| 10:00         | 12166                   | 10:00         | 12197                   |
| 11:00         | 11961                   | 11:00         | 12146                   |
| 12:00         | 12102                   | 12:00         | 12270                   |
| 13:00         | 12187                   | 13:00         | 12308                   |
| 14:00         | 12027                   | 14:00         | 12738                   |
| 15:00         | 11855                   | 15:00         | 13049                   |
| 16:00         | 11738                   | 16:00         | 14218                   |
| 17:00         | 11685                   | 17:00         | 14965                   |
| 18:00         | 11648                   | 18:00         | 14435                   |
| 19:00         | 11750                   | 19:00         | 14320                   |
| 20:00         | 12547                   | 20:00         | 13938                   |
| 21:00         | 12538                   | 21:00         | 13437                   |
| 22:00         | 11106                   | 22:00         | 12671                   |
| 23:00         | 10562                   | 23:00         | 11701                   |

## 2 Водно-энергетический расчёт

### 2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

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

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 20%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 179,0 - 146,0 = 33 \text{ м}, \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 20\%H = 0,2 \cdot 33 = 6,6 \text{ м}, \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 179 - 6,6 = 172,7 \text{ м}. \quad (2.4)$$

Тогда полезный объём:

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 10,19 - 6,12 = 4,07 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где  $V_{\text{НПУ}}$  – объём водохранилища при НПУ;  
 $V_{\text{УМО}}$  – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

Определим среднемноголетний сток

$$\bar{W} = 593 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 18,7 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{4,07}{18,7} = 0,22,$$

что соответствует годовому регулированию стока реки ( $\beta < 0,3$ ).

## 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

Необходимо разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся VI, VII, VIII, IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV, V месяцы). Начало года считаем с первого месяца половодья.

Определив границы сезонов, вычисляем для всех лет ряда средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Выстраиваем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности.

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где  $m$  - порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда, в нашем случае  $n = 86$ .

Результаты расчётов представлены в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

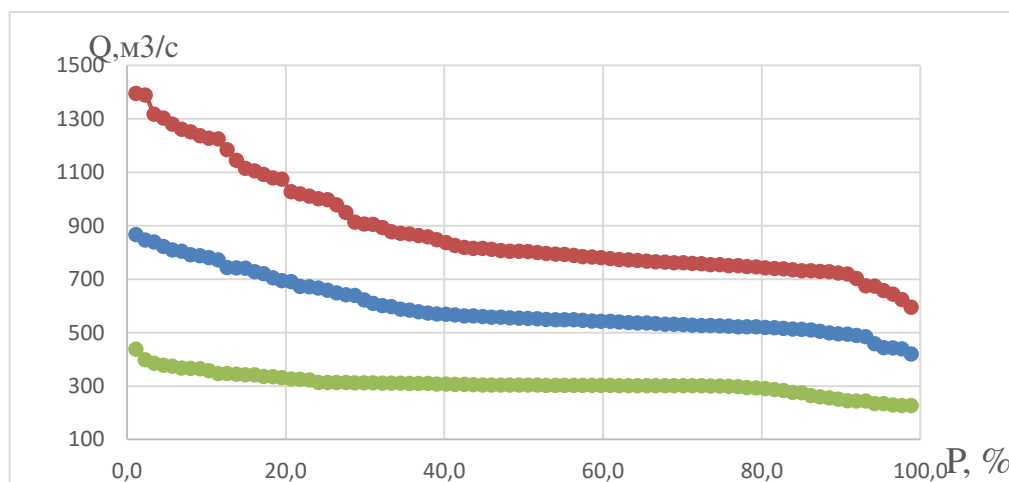


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

## 2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1983-1984 гг. с расходом  $Q = 180 \text{ м}^3/\text{с}$

Для 1983-1984 гг. коэффициент приведения

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}1927-1928}}{Q_{\text{п}1983-1984}} = \frac{719}{731} = 0,98;$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}1991-1992}}{Q_{\text{м}1983-1984}} = \frac{244}{255} = 0,95.$$

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный базисный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50% 1949-1950 гг.. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

1949-1950 гг.:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}1961-1962}}{Q_{\text{п}1957-1958}} = \frac{804}{804} = 1,0;$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}1947-1948}}{Q_{\text{м}1949-1950}} = \frac{303}{303} = 1,0.$$

Выбрав окончательно расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты. Скорректированные расходы внутри сезонов представлены в таблице 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Расчётный гидрограф маловодного года без приведения и с приведением

| Q  | Месяц  |     |     |           |     |     |     |      |     |        |     |     |
|--|--------|-----|-----|-----------|-----|-----|-----|------|-----|--------|-----|-----|
|  | Межень |     |     | Половодье |     |     |     |      |     | Межень |     |     |
|  | I      | II  | III | IV        | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X      | XI  | XII |
| $Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$           | 313    | 227 | 462 | 604       | 650 | 778 | 984 | 520  | 851 | 198    | 168 | 165 |
| $Q_{\text{пр}}^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 299    | 216 | 441 | 594       | 640 | 765 | 968 | 511  | 837 | 189    | 160 | 158 |



Таблица 2.2 – Расчётный гидрограф средневодного года без приведения и с приведением

| Q  | Месяц  |     |     |           |     |     |     |      |     |        |     |     |
|--|--------|-----|-----|-----------|-----|-----|-----|------|-----|--------|-----|-----|
|  | Межень |     |     | Половодье |     |     |     |      |     | Межень |     |     |
|  | I      | II  | III | IV        | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X      | XI  | XII |
| $Q_i^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$           | 272    | 256 | 353 | 624       | 747 | 804 | 968 | 887  | 788 | 384    | 306 | 247 |
| $Q_{\text{пр}}^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 272    | 256 | 353 | 624       | 748 | 805 | 969 | 888  | 788 | 384    | 306 | 247 |

Таблица 2.3 – Расчётный гидрограф средневодного года без корректировки и с корректировкой

| Q   | Месяц  |     |     |           |     |     |     |      |     |        |     |     |
|---|--------|-----|-----|-----------|-----|-----|-----|------|-----|--------|-----|-----|
|   | Межень |     |     | Половодье |     |     |     |      |     | Межень |     |     |
|   | I      | II  | III | IV        | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X      | XI  | XII |
| $Q_{\text{пр}}^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$  | 272    | 256 | 353 | 624       | 748 | 805 | 969 | 888  | 788 | 384    | 306 | 247 |
| $Q_{\text{кор}}^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 322    | 306 | 453 | 624       | 698 | 800 | 974 | 868  | 858 | 284    | 247 | 206 |

График маловодного и среднего по водности годов представлен на рисунке 2.2.

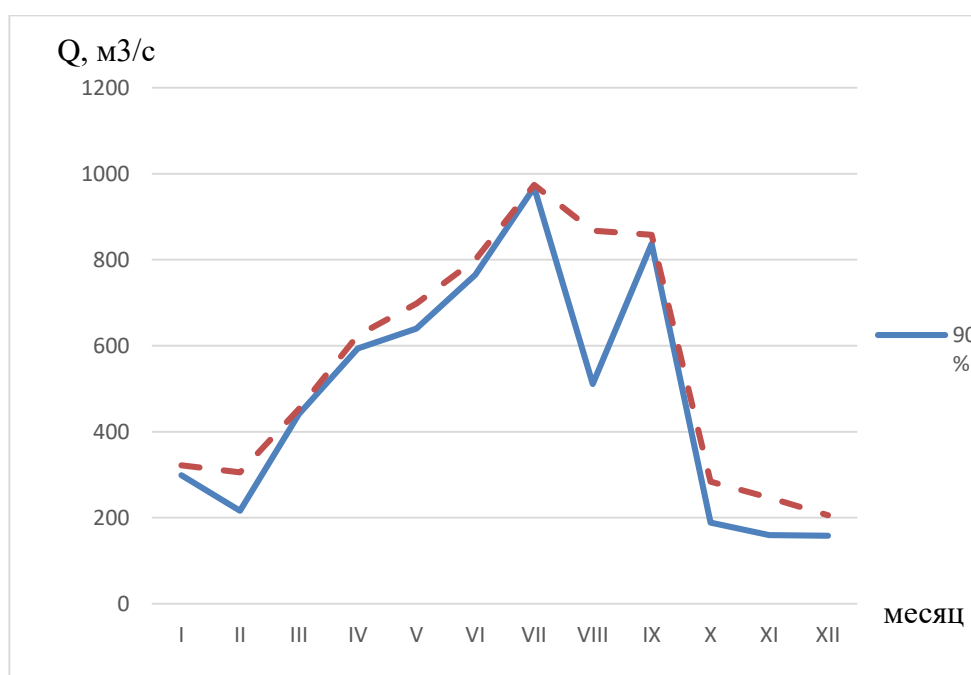


Рисунок 2.2 – График маловодного и среднего по водности годов.

## 2.3 Обработка данных по энергосистеме

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов Приморского РДУ: летнего и зимнего. Расчёты координат ИКН представлены в таблице 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

| P, МВт | $\Delta t$ | $\Delta P$ , МВт | $\Delta \mathcal{E}$ , МВт*ч | Координаты P, МВт | Координаты $\mathcal{E}$ , МВт |
|--------|------------|------------------|------------------------------|-------------------|--------------------------------|
| 12547  | 1          | 0                | 0                            | 0                 | 0                              |
| 12538  | 2          | 9                | 9                            | 9                 | 9                              |
| 12187  | 3          | 360              | 711                          | 369               | 720                            |
| 12166  | 4          | 381              | 774                          | 750               | 1494                           |
| 12102  | 5          | 445              | 1030                         | 1195              | 2524                           |
| 12027  | 6          | 520              | 1405                         | 1715              | 3929                           |
| 11961  | 7          | 586              | 1801                         | 2301              | 5730                           |
| 11880  | 8          | 667              | 2368                         | 2968              | 8098                           |
| 11855  | 9          | 692              | 2568                         | 3660              | 10666                          |
| 11750  | 10         | 797              | 3513                         | 4457              | 14179                          |
| 11738  | 11         | 809              | 3633                         | 5266              | 17812                          |
| 11685  | 12         | 862              | 4216                         | 6128              | 22028                          |
| 11648  | 13         | 899              | 4660                         | 7027              | 26688                          |
| 11339  | 14         | 1208             | 8677                         | 8235              | 35365                          |
| 11106  | 15         | 1441             | 11939                        | 9676              | 47304                          |
| 10562  | 16         | 1985             | 20099                        | 11661             | 67403                          |
| 10375  | 17         | 2172             | 23091                        | 13833             | 90494                          |
| 9980   | 18         | 2567             | 29806                        | 16400             | 120300                         |
| 9962   | 19         | 2585             | 41722                        | 18985             | 162022                         |
| 9318   | 20         | 3229             | 42366                        | 22214             | 204388                         |
| 9279   | 21         | 3268             | 43146                        | 25482             | 247534                         |
| 9194   | 22         | 3353             | 44931                        | 28835             | 292465                         |
| 8830   | 23         | 3717             | 52939                        | 32552             | 345404                         |
| 8747   | 24         | 3800             | 54848                        | 36352             | 400252                         |

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

| P, МВт | $\Delta t$ | $\Delta P$ , МВт | $\Delta \mathcal{E}$ , МВт*ч | Координаты P, МВт | Координаты $\mathcal{E}$ , МВт |
|--------|------------|------------------|------------------------------|-------------------|--------------------------------|
| 14965  | 1          | 0                | 0                            | 0                 | 0                              |
| 14435  | 2          | 530              | 530                          | 530               | 530                            |
| 14320  | 3          | 645              | 760                          | 1175              | 1290                           |
| 14218  | 4          | 747              | 1066                         | 1922              | 2356                           |
| 13938  | 5          | 1027             | 2186                         | 2949              | 4542                           |
| 13437  | 6          | 1528             | 4691                         | 4477              | 9233                           |
| 13049  | 7          | 1916             | 7019                         | 6393              | 16252                          |
| 12738  | 8          | 0                | 2                            | 68                | 222                            |
| 12671  | 9          | 21               | 186                          | 89                | 409                            |

Продолжение таблицы 2.5

| Р, МВт | Δt | ΔР, МВт | ΔЭ, МВт*ч | Координаты Р, МВт | Координаты Э, МВт |
|--------|----|---------|-----------|-------------------|-------------------|
| 12308  | 10 | 2657    | 12999     | 13571             | 48179             |
| 12270  | 11 | 2695    | 13379     | 16266             | 61558             |
| 12204  | 12 | 2761    | 14105     | 19027             | 75663             |
| 12197  | 13 | 2768    | 14189     | 21795             | 89852             |
| 12146  | 14 | 2819    | 14852     | 24614             | 104704            |
| 11806  | 15 | 3159    | 19612     | 27773             | 124316            |
| 11701  | 16 | 3264    | 21187     | 31037             | 145503            |
| 11160  | 17 | 3805    | 29843     | 34842             | 175346            |
| 10419  | 18 | 4546    | 42440     | 39388             | 217786            |
| 10387  | 19 | 4578    | 43016     | 43966             | 260802            |
| 10088  | 20 | 4877    | 49514     | 48843             | 310316            |
| 10045  | 21 | 4920    | 49557     | 53763             | 359873            |
| 9995   | 22 | 4970    | 50607     | 58733             | 410480            |
| 9878   | 23 | 5087    | 53181     | 63820             | 463661            |
| 9801   | 24 | 5164    | 54952     | 68984             | 518613            |

Строим суточные графики нагрузки и их интегральные кривые представлены в приложении В.

### 2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца без учета годового прироста нагрузки находится следующим образом:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.7)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;  
 $a, b$  – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = \frac{14965 + 12547}{2} = 13756 \text{ МВт}, \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = \frac{14965 - 12547}{2} = 1209 \text{ МВт}, \quad (2.9)$$

где  $P_l^{max}, P_3^{max}$  – максимальные значения нагрузки лета и зимы.

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{cp} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.10)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;  
 $a, b$  – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.6 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.6 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

| Месяц | $P_{max}$ | $\bar{P}_{cp}$ |
|-------|-----------|----------------|
| I     | 14924     | 12073          |
| II    | 14611     | 11936          |
| III   | 14070     | 11699          |
| IV    | 13444     | 11425          |
| V     | 12902     | 11188          |
| VI    | 12589     | 11051          |
| VII   | 12588     | 11050          |
| VIII  | 12899     | 11187          |
| IX    | 13440     | 11423          |
| X     | 14066     | 11697          |
| XI    | 14609     | 11935          |
| XII   | 14923     | 12072          |

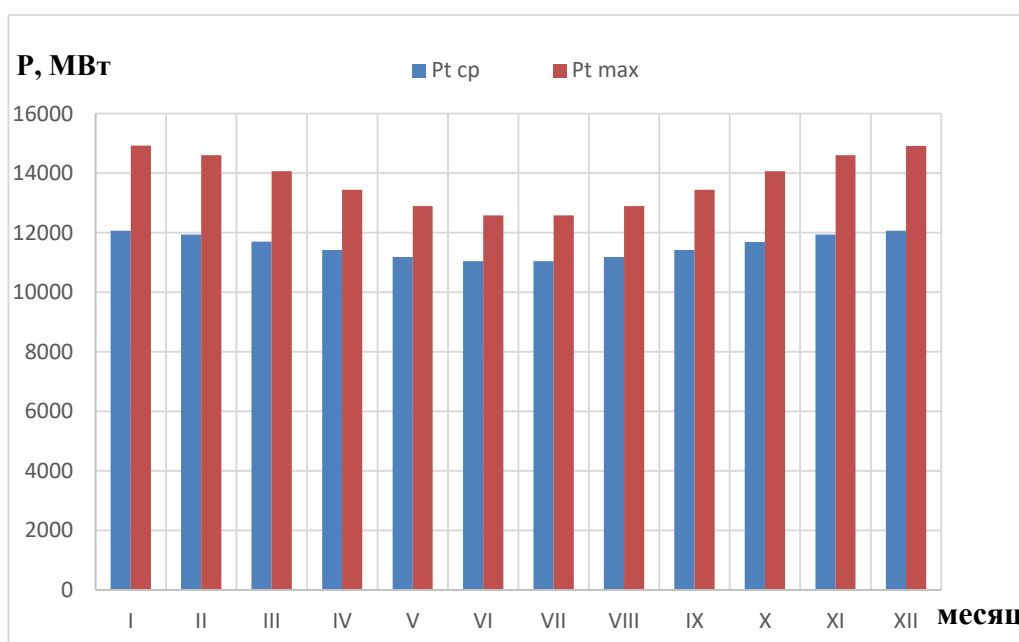


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

## 2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объем воды удастся аккумулировать в водохранилище, определим, в том числе, гарантированную энергоотдачу для января, декабря.

Определение гарантированной энергоотдачи по условиям маловодного года проводится поэтапно. Сначала на графике среднемесячных мощностей обозначается зона работы существующей в энергосистеме ГЭС. Ниже вписываются два режима работы проектируемой ГЭС:

- 1) работа ГЭС на бытовом стоке при УВБ равном НПУ;
- 2) работа ГЭС исключительно по требованиям ВХК.

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.11)$$

где  $k_N = 8,6$  - коэффициент мощности;

$Q_i^{пр90\%}$  - бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$  - подведенный напор ГЭС.

Подведённый напор определяется, как

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.12)$$

где  $Z_{ВБ}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 118,0 м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 0,6$  м – потери напора в водоподводящем тракте.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.13)$$

где  $k_N, H_{ГЭС}^{подв}$  – то же, что и в формуле (2.12);

$Q_{ВХК}$  - расход воды по требованиям участников ВХК.

Результаты расчетов приведены в ПРИЛОЖЕНИИ Г

В зимнее время  $N_{ВХК} > N_{быт}$ , поэтому, необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Избыток бытовой мощности распределяем на зимний период.

В данном случае этих излишек хватило на выдачу гарантированной мощности в четырех месяцах. В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК..

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

На рисунке 2.4 представлен баланс энергии с линией гарантированной мощности. На данном рисунке можно наглядно увидеть излишки бытовой мощности в половодный период, которые переносятся на зиму и вытесняют тепловые мощности системы.

Вытесняются не рабочие мощности а средние, эквивалентные выработке электроэнергии.

По результатам расчёта мы определили приблизительно какой мощностью мы располагаем в течении года.

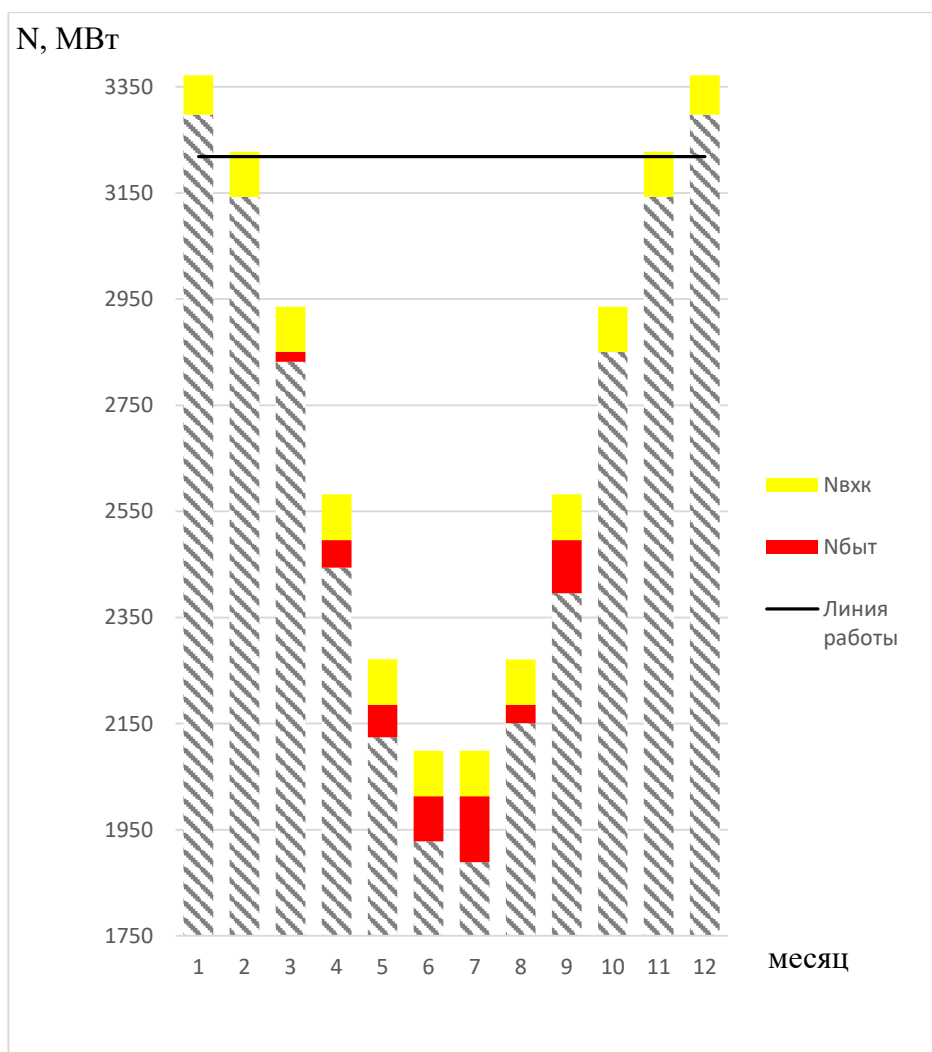


Рисунок 2.4 –Баланс энергии

## 2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

В водно–энергетическом расчете определяется режим сработки ГЭС по активной мощности. Сработка водохранилища начинается с октября, когда мы вынуждены использовать воду из водохранилища на покрытие требований ВХК. Сработка водохранилища производится от отметки НПУ. Методом последовательных итераций определяется отметка ВБ в конце месячного

интервала, при которой использованной из водохранилища воды будет достаточно для выработки заданной мощности. Конечная отметка ВБ текущего месяца является начальной для расчета режима следующего месяца. После расчета полного годового цикла сработки – наполнения водохранилища отметка водохранилища должна соответствовать НПУ (118,0м). Если после завершения полного цикла отметка НПУ не достигнута, либо превышена, необходимо произвести корректировку.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{Ф}} - Q_{\text{ИСП}} - Q_{\text{Л}}, \quad (2.14)$$

где  $Q_{\text{БЫТ}}$  – бытовой расход реки;  
 $Q_{\text{Ф}}$  – потери расхода на фильтрацию;  
 $Q_{\text{ИСП}}$  – потери расхода на испарение;  
 $Q_{\text{Л}}$  – потери на ледообразование.  
 Расход воды в нижний бьеф

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты.  
 Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{ВДХ}} \cdot \Delta t, \quad (2.16)$$

где  $\Delta t$  - число секунд в месяце;  
 $Q_{\text{ВДХ}}$  - расход воды из водохранилища.  
 Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{ВДХ}}. \quad (2.17)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ  $Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{ВБ}}(V_{\text{ВБ}})$ . Средний уровень ВБ

$$Z_{\text{ВБ ср}} = \frac{(Z_{\text{ВБ}}^{\text{Н}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{К}})}{2}. \quad (2.18)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ  $Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ .

Напор ГЭС

$$H_{\text{гэс}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.19)$$

где  $\Delta h$  - потери напора в подводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,6$  м.  
Среднемесячная мощность ГЭС

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.20)$$

где  $k_N$  - коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ .

Результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в маловодном и средневодном году приведён в ПРИЛОЖЕНИИ Д, график сработки-наполнения представлен на рис. 2.5.

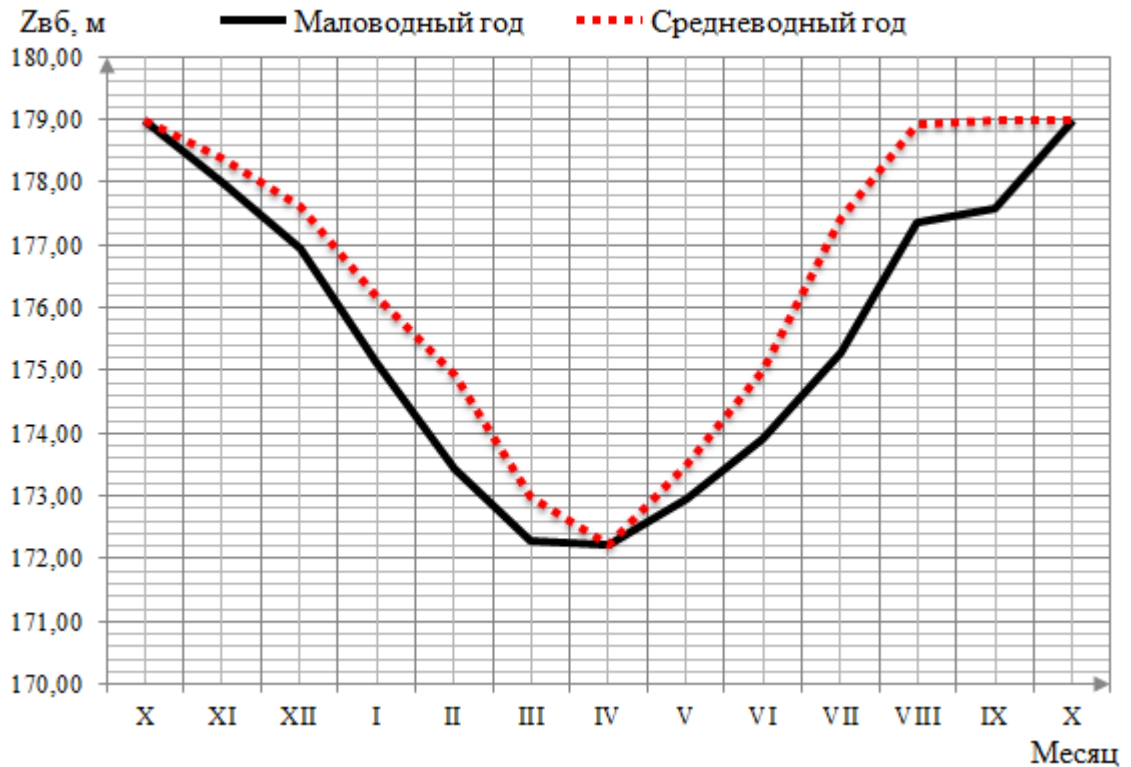


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном году

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей. В ИКН января (декабря, что одно и то же для принятой нами энергосистемы) вписываются треугольники, характеризующие работу проектируемой ГЭС.

Гарантированная мощность проектируемой ГЭС берём равной мощности декабря (января), а так же необходима мощность ВХК этого же месяца.

$$N_{гар}^{ГЭС} = 123,5 \text{ МВт} \text{ и } N_{ВХК}^{ГЭС} = 106 \text{ МВт.}$$



Выработка энергии

$$\mathcal{E}_{\text{гар сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 123,5 \cdot 24 = 2964 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.21)$$

Треугольник, характеризующий работу ГЭС в базовой зоне суточного графика нагрузки, соответствует работе по мощности ВХК, тогда выработка в базовой зоне составит

$$\mathcal{E}_{\text{Баз сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{ВХК}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 106 \cdot 24 = 2544 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.22)$$

Оставшейся мощностью разместимся в полупиковой зоне суточного графика нагрузки

$$\mathcal{E}_{\text{пик сут}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{гар сут}}^{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_{\text{Баз сут}}^{\text{ГЭС}} = 2964 - 2544 = 420 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.23)$$

Рабочая мощность в пиковой зоне, с учетом 14 часовой работы, составит

$$N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пик сут}}^{\text{ГЭС}}}{14} = \frac{420}{14} = 30 \text{ МВт}. \quad (2.24)$$

Рабочая (вытесняющая) мощность проектируемой ГЭС в зимний период составит

$$N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{ВХК}}^{\text{ГЭС}} = 30 + 106 = 136 \text{ МВт}. \quad (2.25)$$

что не превышает гарантированную мощность более, чем в 2 раза.

## 2.6 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

Установленная мощность проектируемой ГЭС определяется как сумма ее максимальной рабочей мощности и резерва, отнесенного на эту станцию

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр ГЭС}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.26)$$

где  $N_{\text{раб}}$  – вытесняющая рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$  – мощность нагрузочного резерва, которая составляет.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота их проведения 1 раз в 4 года.

## Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot 1 = \frac{171}{4} = 42,75 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.27)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{7039}{4} + \frac{7039}{2} = 5279,25 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.28)$$

Результаты расчетов баланса мощности энергосистемы в маловодном году приведены в ПРИЛОЖЕНИИ Е.

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году показан на рисунке 2.6.

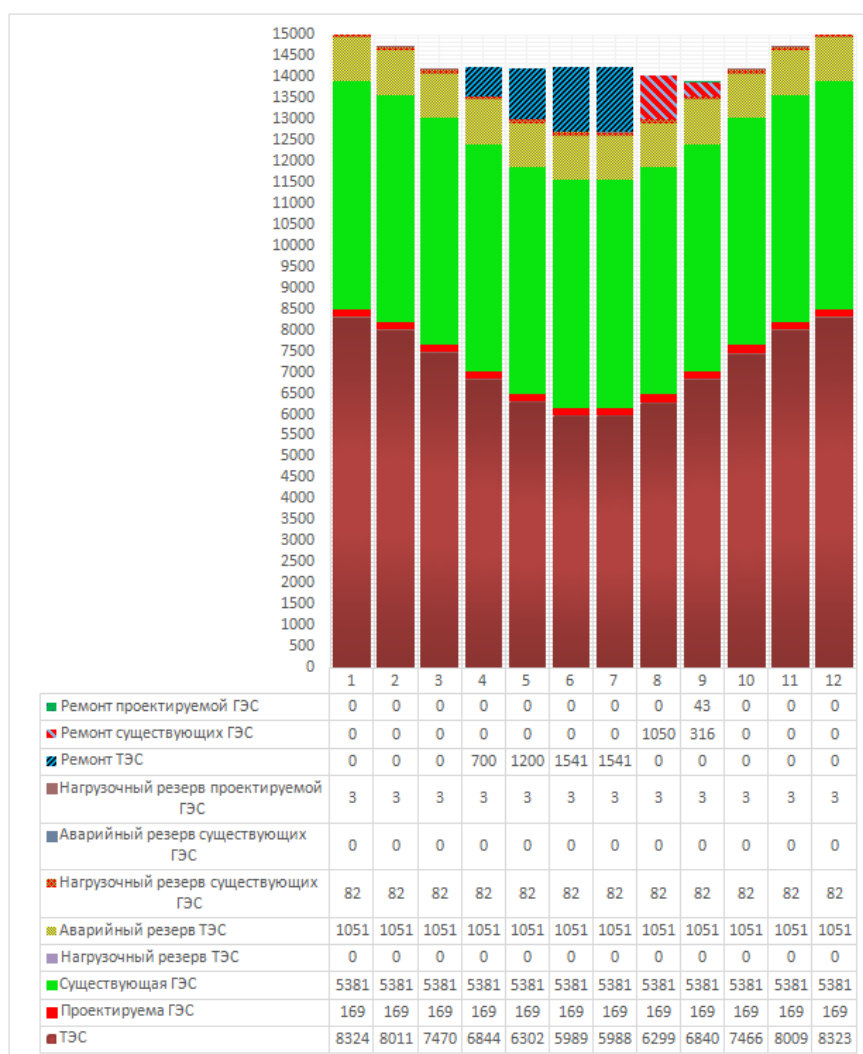


Рисунок 2.6 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях  $Z_{вб}$  и  $Q_{гэс}$ .

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями  $H$  ( $Z_{нпу}$ ,  $Q_{гэс}$ ) и  $H$  ( $Z_{умо}$ ,  $Q_{гэс}$ ). Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный  $Q_{сан.поп.} = 450 \text{ м}^3/\text{с}$ ), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

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

$Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка нижнего бьефа, определяемая по кривой связи расходов и отметок в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в подводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса -  $Q_{гэс}^{\min} = 450 \text{ м}^3/\text{с}$ , или минимальная мощность, определяемая особенностями режимов ГЭС в графиках нагрузки.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{гэс} \cdot Q_{гэс}, \quad (3.2)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности.

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости

$$Q_{гэс} = \frac{Q_{гэс}^{\max}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{гэс}^{\max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном напоре  $H_r$  (рис. 3.1).

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рисунок 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

| Кривая связи НБ         |               |               | Напорные характеристики |               |               | Линия огр. по расчётной Нуст |                         | Линия огр. по проп. способн. ГЭС |                         |
|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|------------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| $Q$ , м <sup>3</sup> /с | $Z_{НБЛ}$ , м | $Z_{НБЗ}$ , м | $H_{НПУ}$ , м           | $H_{УМО}$ , м | $H_{ZНБ}$ , м | $H$ , м                      | $Q$ , м <sup>3</sup> /с | $H$ , м                          | $Q$ , м <sup>3</sup> /с |
| 0                       | 146           | 146,0         | 32,39                   | 25,61         | 29,42         | 25,5                         | 777                     | 22,06                            | 901                     |
| 178                     | 148,7         | 148,7         | 29,70                   | 22,92         | 26,73         | 25,07                        | 791                     | 18,50                            | 826                     |
| 356                     | 150,4         | 150,4         | 27,97                   | 21,19         | 25,00         | 24,64                        | 805                     | 0,00                             | 0                       |
| 534                     | 151,6         | 151,6         | 26,77                   | 19,99         | 23,79         | 24,21                        | 819                     | 0,00                             | 0                       |
| 712                     | 152,6         | 152,6         | 25,84                   | 19,06         | 22,87         | 23,78                        | 834                     | 0,00                             | 0                       |
| 890                     | 153,4         | 153,3         | 25,06                   | 18,28         | 22,09         | 23,35                        | 850                     | 0,00                             | 0                       |
| 1068                    | 154,0         | 154,0         | 24,38                   | 17,60         | 21,40         | 22,92                        | 866                     | 0,00                             | 0                       |
| 1246                    | 154,6         | 154,6         | 23,77                   | 16,99         | 20,79         | 22,49                        | 883                     | 0,00                             | 0                       |
| 1424                    | 155,2         | 155,2         | 23,23                   | 16,45         | 20,26         | 22,06                        | 901                     | 0,00                             | 0                       |
| 1602                    | 155,6         | 155,6         | 22,76                   | 15,98         | 19,79         | 21,63                        | 0                       | 0,00                             | 0                       |
| 1780                    | 156,1         | 156,1         | 22,35                   | 15,57         | 19,37         | 0,00                         | 0                       | 0,00                             | 0                       |
| 1958                    | 156,5         | 156,4         | 21,96                   | 15,18         | 18,99         | 0,00                         | 0                       | 0,00                             | 0                       |

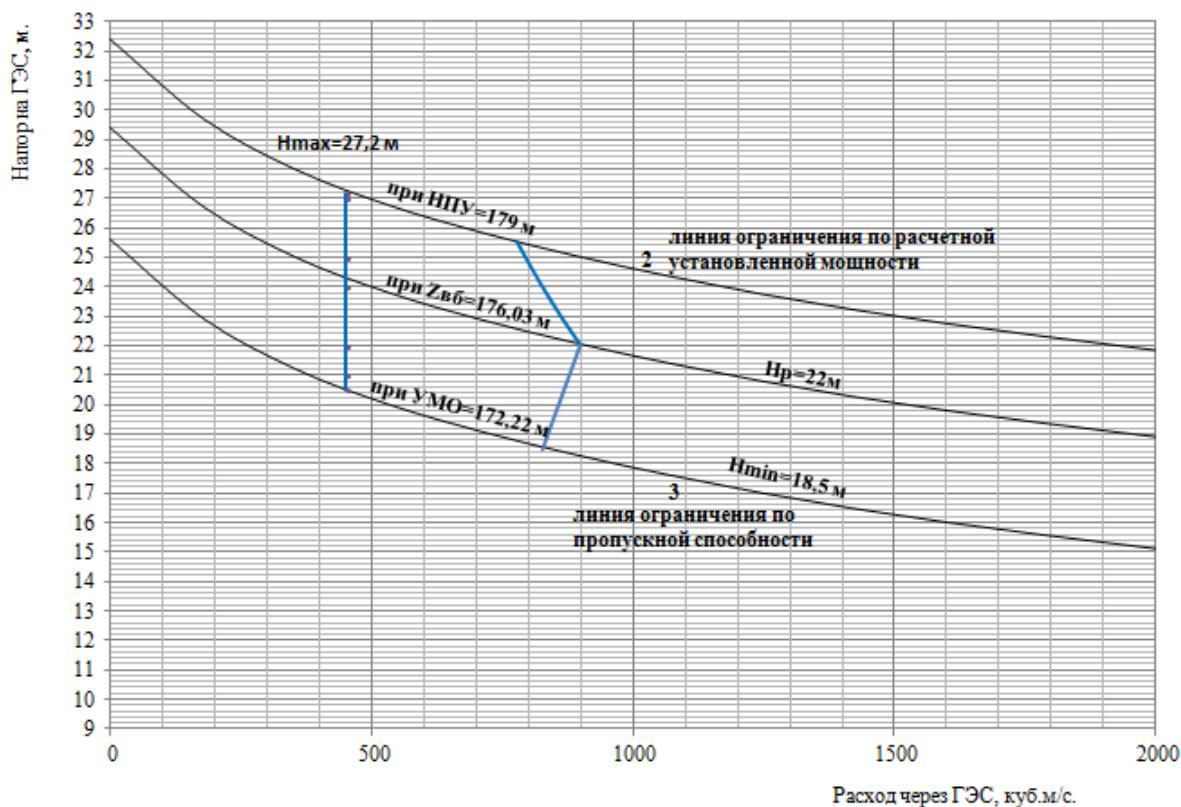


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

По режимному полю определяем следующие параметры:  
– расчетный напор  $H_p = 22,0$  м;

– минимальный напор  $H_{min} = 18,5$  м; – максимальный напор  $H_{max} = 27,2$  м;

– максимальный расход  $Q_{max} = 901$  м<sup>3</sup>/с.

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

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

2) отношение  $H_{min}/H_{max} = 18,5/30,0 = 0,62$  должно быть не меньше справочных данных;

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

Диапазону напоров соответствует ПЛ30а – В, ПЛ30б – В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

| Параметр                                 |                               | ПЛ30а – В | ПЛ30б – В |
|--|-------------------------------|-----------|-----------|
| Наименование                             | Обозначение                   |           |           |
| Максимальный напор гидротурбины          | $H_{max}$ , м                 | 30        | 30        |
| Диапазон регулирования                   | $H_{min}/H_{max}$             | 0,5       | 0,5       |
| Оптимальная приведенная частота вращения | $n'_{10}$ , мин <sup>-1</sup> | 126       | 130       |
| Оптимальный приведенный расход           | $Q'_{10}$ , л/с               | 890       | 1270      |
| Оптимальный КПД модели                   | $\eta_{м0}$                   | 0,912     | 0,911     |
| Приведенный максимальный расход          | $Q'_{1max}$ , л/с             | 1950      | 1900      |
| Коэффициент кавитации                    | $\sigma$ при $Q'_{1max}$      | 1         | 1         |
| Приведенный диаметр рабочего колеса      | $D_{1м}$ , м                  | 0,46      | 0,46      |
| Напор модельной турбины                  | $H_{м}$ , м                   | 4         | 8         |
| Температура воды при испытании           | $t_{м}$ , °С                  | 5         | 21        |

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ30б – В намечаем расчётную точку  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{1opt}$  через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке  $Q'_{1р} = 1,327$  м<sup>3</sup>/с.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин [1, с.145]).

КПД натурной турбины  $\eta_T$  определим по формуле

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$  (по [1, с.145]  $\vartheta_H = 1,3 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $\vartheta_M = 0,987 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$ );

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1, с.66]  $\varepsilon = 0,75$ ).

Мощность одного агрегата, кВт

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где  $Q_1'$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_G$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,97$  [1, с.66]).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст} = 171 \text{ МВт}$  – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов  $Z_a^*$  округляется в большую сторону ( $Z_a$ ).

После чего уточняется мощность агрегата

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения, об/с

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n_p'$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_G}{\eta_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$  [1, с.145].

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

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

Результаты расчета приведены в таблицах 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛЗ06 – В

| $D_1$ , м               | 6     | 6,3   | 6,7   | 7,1   | 7,5   | 8     | 8,5   |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\eta_T$                | 0,944 | 0,944 | 0,944 | 0,945 | 0,945 | 0,946 | 0,946 |
| $N_a^*$ , МВт           | 42    | 47    | 53    | 59    | 66    | 75    | 85    |
| $Z_a^*$ , шт            | 4,0   | 3,7   | 3,2   | 2,9   | 2,6   | 2,3   | 2,0   |
| $Z_a$ , шт              | 4     | 4     | 3     | 3     | 3     | 2     | 2     |
| $N_a$ , МВт             | 42,8  | 42,8  | 42,8  | 57,0  | 57,0  | 57,0  | 85,5  |
| $\Delta p$              | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  | 1,04  |
| $n_c^*$ , об/мин        | 103,4 | 98,5  | 92,7  | 87,5  | 82,8  | 77,6  | 73,1  |
| $n_c$ , об/мин          | 107,1 | 100   | 93,8  | 88,2  | 83,3  | 78,9  | 73,2  |
| $n'_{I_{max}}$ , об/мин | 121,1 | 118,7 | 118,4 | 117,9 | 117,6 | 118,8 | 117,1 |
| $n'_{I_p}$ , об/мин     | 134,6 | 132,0 | 131,6 | 131,1 | 130,8 | 132,1 | 130,2 |
| $n'_{I_{min}}$ , об/мин | 146,8 | 143,9 | 143,5 | 143,0 | 142,6 | 144,0 | 142,0 |

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{I_{max}}$ ,  $n'_{I_p}$ ,  $n'_{I_{min}}$ . (ПРИЛОЖЕНИЕ Ж). Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_{I_p}$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{I_{max}}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо  $H_p$  максимальный напор.

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке таблица 3.4.

Полученные координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору

| Тип турбины | $D_1, \text{ м}$ | В расчётной точке   |                              |                         | В точке ограничения по генератору |                              |                         | $a_{оп1}, \text{ мм}$ |
|-------------|------------------|---------------------|------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-------------------------|-----------------------|
|             |                  | $Q'_I \cdot \eta_T$ | $Q'_I, \text{ м}^3/\text{с}$ | $\eta_T, \text{ о. е.}$ | $Q'_I \cdot \eta_T$               | $Q'_I, \text{ м}^3/\text{с}$ | $\eta_T, \text{ о. е.}$ |                       |
| ПЛ306 – В   | 8,5              | 1,205               | 1,327                        | 0,908                   | 0,877                             | 0,974                        | 0,900                   | 30,5                  |

Диаметры рабочих колес, не вошедших в таблицу 3.4 рассматривать не будем, т.к. на главной универсальной характеристике отсутствуют расчётные точки.

### 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 27,2 \text{ м}$  и  $H_{min} = 18,5 \text{ м}$  по формуле

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.13)$$

Число агрегатов для ПЛ306–В обеспечивающих минимальный попуск, принимаем 1

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{30}{1 \cdot 8,5^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 27,2}} = 0,078 \text{ (м}^3/\text{с)},$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{30}{1 \cdot 8,5^2 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 18,5}} = 0,095 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Линии ограничения по минимальному расходу показаны в ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.

### 3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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



- работа одного агрегата установленной мощностью при отметке НПУ;
- работа одного агрегата с расчетной мощностью при  $H_p$ ;
- работа одного агрегата при  $H_{min}$  на линии ограничения по турбине.

Высоту отсасывания определим по формуле

$$H_{допс} = 10 - \frac{\nabla Z_{НБ}}{900} - \sigma \cdot H_p - \Delta H_s + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.15)$$

где  $B = 10$  м вод. ст. – барометрическое давление;

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

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

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

$\Delta Z_{х.пл}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин  $\Delta Z_{х.пл} = 0$ .

Пример расчёта представим для одного рабочего колеса, остальные рассчитываются аналогичным образом.

### 3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{max}$

На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 3.1) находим точку 1, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата

$$\frac{N_a}{k_N} = Q_a \cdot H_a, \quad (3.16)$$

Гидротурбина ПЛ30 – В – 850

Получим координаты точки 1:  $Q_a = 387,5$  м<sup>3</sup>/с,  $H_a = 27,7$  м.

Пересчитаем эту точку в координаты  $n'_l$

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{73,2 \cdot 8,5}{\sqrt{1,04 \cdot 27,7}} = 115,9 \frac{\text{об}}{\text{мин}}. \quad (3.17)$$

В точке определяем  $\sigma = 0,05$ . По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{НБ}(Q_a) = 4,68$  м.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15)

$$H_s = 10 - \frac{4,67}{900} - 0,05 \cdot 27,7 - 1,5 + 0 = +7,11 \text{ м.}$$

### 3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_p$

На главной универсальной характеристике этому режиму соответствует расчетная точка при  $H_p$  определяем значение приведенного расхода  $Q'_I$  и коэффициента кавитации.

Гидротурбина ПЛЗ0 – В – 850

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.2.1

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{73,2 \cdot 8,5}{\sqrt{1,04 \cdot 24,3}} = 123,8 \text{ об/мин,}$$

$$\sigma = 0,07; Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 5,11 \text{ м,}$$

$$H_S = 10 - \frac{5,11}{900} - 0,07 \cdot 24,3 - 1,5 = +6,79 \text{ м.}$$

### 3.3.3 Работа одного агрегата при $H_{min}$ и максимальном открытии направляющего аппарата

На главной универсальной характеристике этому режиму соответствует точка пересечения максимальной частоты вращения при  $H_{min}$  и линии ограничения по турбине. В данной точке определяем значение приведенного расхода  $Q'_I$  и коэффициента кавитации.

Гидротурбина ПЛЗ0 – В – 850

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{73,2 \cdot 8,5}{\sqrt{1,04 \cdot 20,9}} = 133,5 \text{ об/мин,}$$

$$\sigma = 0,05; Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 4,63 \text{ м,}$$

$$H_S = 10 - \frac{4,63}{900} - 0,05 \cdot 20,9 - 1,5 = +7,45 \text{ м.}$$

Полученные результаты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

| Тип турбины | $D_1$ , м | $Z_a$ , шт | $n_c$ , об/мин | $N_a$ , МВт | $H_{S1}$ , м | $H_{S2}$ , м | $H_{S3}$ , м |
|-------------|-----------|------------|----------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| ПЛЗ0 – В    | 8,5       | 2          | 73,2           | 85,5        | +7,11        | +6,79        | +7,45        |

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 8,5$  м и напору  $H_{\text{пред}} = 27,2$  м определяем по номограмме [2, с.144] для турбины ПЛ30 – В тип маслonaпорной установки МНУ 20/2-40-20-3 с гидроаккумулятором ГА 20/2 – 40.

|  |                                  |
|--|----------------------------------|
| Маслonaпорная установка МНУ 20/2-40-20-3 |                                  |
| Гидроаккумулятор –                       | ГА 20/2 – 40;                    |
| емкость                                  | 20 м <sup>3</sup> ;              |
| число сосудов                            | 2;                               |
| давление                                 | 4 МПа (40 кгс/см <sup>2</sup> ); |
| Маслonaсосный агрегат                    | МА 20–3;                         |
| емкость бака                             | 20 м <sup>3</sup> ;              |
| число насосов                            | 3 шт.;                           |
| Насос                                    | 3В80/40ГТ:                       |
| число сосудов                            | 2 шт;                            |
| подача                                   | 34 л/с;                          |
| мощность                                 | 180 кВт;                         |
| Электродвигатель                         | 4А280S4:                         |
| мощность                                 | 110 кВт;                         |
| частота вращения                         | 1450 об/мин;                     |
| масса                                    | 2,53 т.                          |

По справочным данным [4, стр.104] выберем электрогидравлический регулятор ЭГРК – МП – 100 – 4.

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{85,5}{0,85} = 100,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.17)$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый  $\cos\varphi = 0,85$ .

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ 1450/83-82. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ 1450/83-82

| Элемент генератора | Параметр                       | Зависимость             | Значение |
|--------------------|--------------------------------|-------------------------|----------|
| Статор             | Высота корпуса $h_{ст}$        | $(1,7 \div 1,9)l_a$     | 1,44 м   |
|                    | Диаметр корпуса $D_{ст}$       | $(1,05 + 0,0017n_c)D_i$ | 14,56 м  |
|                    | Диаметр активной стали $D_a$   | $D_i + (0,5 \div 0,9)$  | 13,1 м   |
| Верхняя крестовина | Высота $h_{в.к.}$              | $(0,1 \div 0,12)D_i$    | 1,36 м   |
|                    | Диаметр лучей $D_{в.к.}$       | $D_{ст}$                | 14,56 м  |
| Подпятник          | Высота $h_{п}$                 | $(0,15 \div 0,2)D_i$    | 2,2 м    |
|                    | Диаметр кожуха $D_{п}$         | $(0,4 \div 0,5)D_i$     | 4,96 м   |
| Нижняя крестовина  | Высота $h_{н.к.}$              | $(0,25 \div 0,30)D_{ш}$ | 3,6 м    |
|                    | Диаметр лучей $D_{н.к.}$       | $D_{ш} + 0,4$           | 12,4 м   |
| Надстройка         | Высота $h_0$                   | $0,3 \div 0,5$          | 0,40 м   |
|                    | Диаметр $d_0$                  | $(0,2 \div 0,25)D_i$    | 2,73 м   |
| Кратер             | Диаметр $D_{кр}$               | $(1,4 \div 1,5)D_i$     | 17,36 м  |
|                    | Минимальная ширина прохода $b$ | $0,4 \div 0,5$          | 0,45 м   |

### 3.6 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности четырёх генераторов СВ 1450/83-82

$$P_{уст} = n_G \cdot P_G = 2 \cdot 85,5 = 171,0 \text{ МВт.} \quad (3.18)$$

где  $n_G = 2$  - количество генераторов;

$P_G = 85,5$  МВт - активная мощность генератора.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор номинального напряжения линий

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

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

В проектируемом районе передача электроэнергии осуществляется на напряжении 110 - 500 кВ .

Определим напряжение, на котором будет осуществляется передача ЭЭ проектируемой гидроэлектростанции, по формуле Заллеского А.М., применяемая при условии  $P > 60 \text{ МВт}$  и  $L < 100 \text{ км}$

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(0,1 + 0,015\sqrt{L})} = \sqrt{171 \cdot (0,1 + 0,015\sqrt{40})} = 182,6 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

где  $P$  - активная мощность передаваемая по 1 линии;

$L$ -длина линии.

Выдача мощности проектируемой ГЭС будет осуществляться на напряжении 220 кВ.

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

| Генераторы       |                  |                            | Система          |     |                |                   |
|------------------|------------------|----------------------------|------------------|-----|----------------|-------------------|
| Число и мощность | $U_{\text{ном}}$ | $\cos\varphi_{\text{ном}}$ | $U_{\text{ном}}$ | $l$ | $S_{\text{б}}$ | $S_{\text{к.з.}}$ |
| шт×МВт           | кВ               | о.е.                       | кВ               | км  | МВА            | МВА               |
| 2×85,5           | 13,8             | 0,9                        | 220              | 40  | 125            | 200               |

1.  $T_{\text{max}} = 6000 \text{ час/год.}$
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд  $P_{\text{сн}} = 0,01P_{\text{уст.ГЭС}}$ .
4. Коэффициент мощности собственных нужд  $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном}}$ .

## 4.2 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right), \quad (4.1)$$

$$S_{\Sigma} = 2 \cdot \left( \frac{85,5 - 85,5 \cdot 0,01}{0,9} \right) = 188,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 150 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos \varphi_c = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, принимаемый равным 1, при номинальном напряжении 330 кВ и выше, 1,2 при напряжении 220 кВ, 1,4 при напряжении 110 кВ. [1];

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} = \frac{(190 - 2)}{(1,2 \cdot 150 / 0,85)} = 1 \text{ шт.} \quad (4.2)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{\text{л}} = 1 + 1 = 2$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,247 \text{ кА.} \quad (4.3)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 247 = 259,3 \text{ А,} \quad (4.4)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=220\text{кВ}$  выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{188,1}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,494 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры провода марки АС-240/32

| Число проводов в фазе | $r_0$ Ом/км | $x_0$ Ом/км | $b_0$ См/км           |
|-----------------------|-------------|-------------|-----------------------|
| 1                     | 0,118       | 0,435       | $2,604 \cdot 10^{-4}$ |

### 4.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок (генератор-трансформатор);
- укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов);
- объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенные между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов).

Для Петровской ГЭС выбираем схему с одиночными блоками, так как схемы с укрупненными и объединёнными блоками не целесообразно.

### 4.4 Выбор основного оборудования главной схемы

#### 4.4.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ – 1450/83-82 производства ООО "Силовые машины". Паспортные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора СВ - 1450/83-82

| Номинальная мощность,<br>МВ·А |                    | $U_{\text{Г ном}}, \text{кВ}$ | $\cos \varphi_{\text{Г}}, \text{о.е.}$ | $\eta$ | Индуктивные<br>сопротивления |         |        |
|-------------------------------|--------------------|-------------------------------|--|--------|------------------------------|---------|--------|
| МВт                           | $S_{\text{Г ном}}$ |                               |  |        | $P_{\text{Г ном}}$           | $x_d''$ | $x_d'$ |
|                               |                    | 13,8                          | 0,9                                    | 0,976  | 0,17                         | 0,25    | 0,50   |

#### 4.4.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{85,5 - 85,5 \cdot 0,01}{0,9} = 94,05 \text{ МВ} \cdot \text{А} , \quad (4.6)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-125000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

| $S_{\text{НОМ}}, \text{MVA}$ | $U_{\text{Н}}, \text{кВ}$ |                 | $U_{\text{к}}, \%$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$ | $I_{\text{х}}, \%$ |
|------------------------------|---------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------|
|                              | $U_{\text{ВН}}$           | $U_{\text{НН}}$ |                    |                                   |                                    |                    |
| 125                          | 242                       | 13,8            | 11,0               | 380                               | 90                                 | 0,55               |

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4240 \text{ ч/год}, \quad (4.7)$$

Время работы блока в течение года

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.8)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,053$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8727 = 785,43 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе



$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left( \frac{94,05}{125} \right)^2 \cdot 4240 = 912,11 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора

$$I_{пот} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0, \quad (4.11)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии

$$I_{пот} = (785,43 + 912,11) \cdot 6000 \cdot 0,58 = 5907,44 \text{ тыс. руб/год}$$

Для двух блоков

$$I_{пот2}^{220} = 2 \cdot 5907,44 = 11814,88 \text{ тыс. руб/год.}$$

#### 4.4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{ст}$

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{ст} = 0,01 \cdot 190 = 1900 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.12)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.},$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-2500/15 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 -Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15 УЗ

| $S_{НОМ}$ , кВт | $U_H$ , кВ |          | $U_K$ , % | $\Delta P_K$ , кВт | $\Delta P_{xx}$ , кВт |
|-----------------|------------|----------|-----------|--------------------|-----------------------|
|                 | $U_{ВН}$   | $U_{НН}$ |           |                    |                       |
| 2500            | 13,8       | 0,4      | 6         | 21                 | 3,8                   |

Согласно СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Для электроснабжения электроприемников собственных нужд ГЭС и ГАЭС необходимо предусматривать не менее двух независимых источников

питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. [2]

По каталогу ООО «Производственная компания ТРАНСИНЖИНИРИНГ» (Екатеринбург) выбирается 1 трансформатор ТС-2000/35, стоимостью 2000 тыс.руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Каталожные данные трансформатора ТС-2000/35

| S <sub>НОМ</sub> , кВА | U <sub>Н</sub> , кВ |                 | U <sub>к</sub> , % | ΔP <sub>к</sub> , кВт | ΔP <sub>хх</sub> , кВт |
|------------------------|---------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|------------------------|
|                        | U <sub>ВН</sub>     | U <sub>НН</sub> |                    |                       |                        |
| 2000                   | 35                  | 0,4             | 8                  | 17                    | 3,9                    |

Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);

Согласно стандарту [8]: «...необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Петровской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- от подстанции Бурлук 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Выбираем дизель-генераторную установку ПСМ-ADM-2000 мощностью 2036 кВт. Напряжение 400 В.

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.13)$$

- где K<sub>Т</sub>—стоимость силового трансформаторов;  
 K<sub>Т.с.н.</sub> -стоимость трансформатора собственных нужд;  
 K<sub>ОРУ</sub> –стоимость ячейки ОРУ;  
 n – число силовых трансформаторов;  
 m- число трансформатора собственных нужд;  
 t – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.13)

$$K_1 = 2 \cdot 23 + 2 \cdot 43,2 + 2 \cdot 1,35 = 135,1 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком рассчитываются по формуле

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.14)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент

$$Z_1 = 0,15 \cdot 135,1 + 11,815 = 32,1 \text{ млн. руб.}$$

Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования. [2]

Данные значения полных приведенных затрат различаются больше чем на 5%, из этого можно сделать вывод, что вариант с укрупненным блоком экономически выгоднее.

Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования. [2]

В качестве окончательного варианта принимается схема с укрупненным блоком.

Число присоединений РУ-220 кВ: 4 (2 ВЛЭП 220 кВ, 2 блока). В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", выбираем схему четырехугольник. Схема представлена на рисунке 4.1.

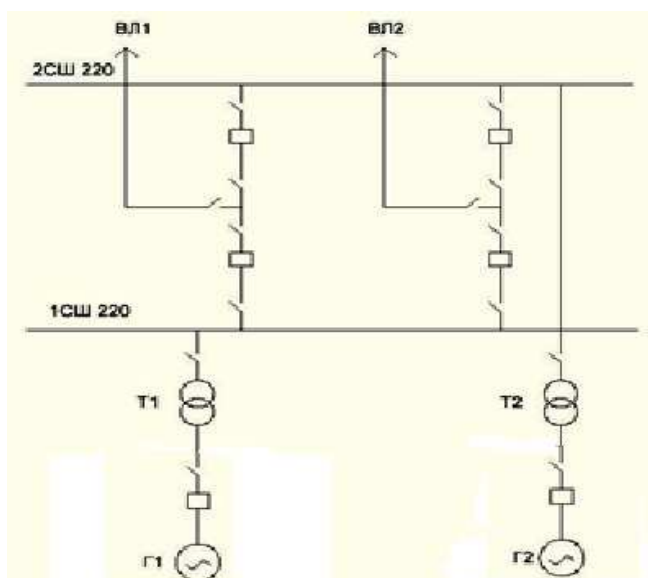


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема соединений ОРУ 220 кВ

## 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin3

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{13,8^2}{95} = 0,341 \text{ Ом}, \quad (4.15)$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,17 \cdot \frac{125}{95} = 0,224 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генератора

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1 \cdot 13,8 = 13,8 \text{ кВ}. \quad (4.17)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,53 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 125}{100 \cdot 125} = 0,11 \text{ Ом}. \quad (4.19)$$

Система

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{200} = 292,82 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$x_{\text{С}} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{125}{200} = 0,625 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 40}{5} = 3,48 \text{ Ом}. \quad (4.22)$$

ЭДС энергосистемы

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.23)$$

Коэффициенты трансформации

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.24)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы

$$r_G = \frac{x_G}{50} = \frac{0,341}{50} = 0,0068 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Система

$$r_C = \frac{x_C}{50} = \frac{292,82}{50} = 5,85 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой

$$r_L = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,118 \cdot 40}{2} = 2,36 \text{ Ом}. \quad (4.27)$$

Активные сопротивления трансформаторов

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,380}{2} \cdot \frac{230^2}{125^2} = 0,64 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,380}{2} \cdot \frac{125}{125^2} = 0,00152 \text{ Ом}. \quad (4.29)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$T_a = \frac{x_G}{\omega \cdot r_t} = \frac{0,341}{314 \cdot 0,00152} = 0,714 \text{ с}. \quad (4.30)$$

#### 4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс RastrWin3

На рисунка 4.2, 4.3 и 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

|   | O                        | S | s0 | Ти... | Номер | Название | № АРМ | U_ном | G_ш | B_ш | g0 | b0 |
|---|--------------------------|---|----|-------|-------|----------|-------|-------|-----|-----|----|----|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   |    | зак   | 1     | Блок1    |       | 14    |     |     |    |    |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   |    | зак   | 2     | Блок2    |       | 14    |     |     |    |    |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   |    | у     | 3     | ОРУ      |       | 230   |     |     |    |    |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   |    | у     | 4     | Система  |       | 230   |     |     |    |    |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   |    | у     | 5     | Г1       |       | 14    |     |     |    |    |
| 6 | <input type="checkbox"/> |   |    | у     | 6     | Г2       |       | 14    |     |     |    |    |

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

|   | O                        | S | Тип  | s0 | tip0 | N_нач | N_кон | N... | Название      | R    | X     | G | B | Kт/i | Kт/r  | r0 | x0 | g0 | b0 | № мс |
|---|--------------------------|---|------|----|------|-------|-------|------|---------------|------|-------|---|---|------|-------|----|----|----|----|------|
| 1 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 3     | 1     |      | ОРУ - Блок1   | 0.64 | 51.53 |   |   |      | 0.057 |    |    |    |    |      |
| 2 | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 3     | 2     |      | ОРУ - Блок2   | 0.64 | 51.53 |   |   |      | 0.057 |    |    |    |    |      |
| 3 | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  |    | В... | 2     | 4     |      | ОРУ - Система | 6.05 | 21.75 |   |   |      |       |    |    |    |    |      |
| 4 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | В... | 1     | 5     |      | Блок1 - Г1    |      |       |   |   |      |       |    |    |    |    |      |
| 5 | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | В... | 2     | 6     |      | Блок2 - Г2    |      |       |   |   |      |       |    |    |    |    |      |

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

|   | S | s0 | N | Название | N узла | r     | x       | r2    | X2     | r0    | X0     | E       | Угол | ур.Е | ур.Угол |
|---|---|----|---|----------|--------|-------|---------|-------|--------|-------|--------|---------|------|------|---------|
| 1 |   |    | 1 | Г1       | 5      | 0.004 | 0.520   | 0.004 | 0.52   | 0.004 | 0.52   | 13.800  |      |      |         |
| 2 |   |    | 2 | Г2       | 6      | 0.004 | 0.520   | 0.004 | 0.52   | 0.004 | 0.52   | 13.800  |      |      |         |
| 3 |   |    | 6 | Система  | 4      | 2.821 | 352.670 | 2.821 | 352.67 | 2.821 | 352.67 | 230.000 |      |      |         |

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

### 4.6.3 Расчет токов короткого замыкания на сборных шинах и генераторном напряжении в программном комплексе RastrWin3

Результаты расчета представлены на рисунке 4.5, 4.6, 4.7 и сведены в таблицу 4.7.

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1     | dI 1   | r1 | x1 | I 2    | dI 2 | r2 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|---------|--------|----|----|--------|------|----|
| 1 | 1 | 1 | 1      | 3ф  | 5   |     |     | 28.2151 | -89.40 |    |    | 0.0000 |      |    |

Рисунок 4.5 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на генераторе

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1    | dI 1   | r1 | x1 | I 2    | dI 2   | r2 |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|--------|--------|----|----|--------|--------|----|
| 1 | 1 | 1 | 1      | 1ф  | 3   |     |     | 0.8378 | -89.31 |    |    | 0.8378 | -89.31 |    |

Рисунок 4.6 – Результаты расчета токов однофазного КЗ на СШ

| S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | I 1    | dI 1   | r1 | x1 | I 2    | dI 2 | r2 |
|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|--------|--------|----|----|--------|------|----|
| 1 | 1 | 1      | 3ф  | 3   |     |     | 1.6757 | -89.31 |    |    | 0.0000 |      |    |

Рисунок 4.7 – Результаты расчета токов трёхфазного КЗ на СШ

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

| Тип КЗ   | Величина, кА |
|----------|--------------|
| 1ф на СШ | 0,84         |
| 3ф на СШ | 1,68         |
| 3ф       | 28,2         |

#### 4.7 Выбор электрических аппаратов

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1, Г2 13,8 кВ

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{95}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4173 \text{ А.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-125000/220

$$I_{Т1-Т2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 313 \text{ А.}$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220кВ

$$I_{Л1,Л2,раб.мах} = \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{Г1,Г2}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 95}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 249 \text{ А},$$

$$I_{Л1,Л2,раб.утж} = \frac{S_{Г1,Г2}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 95}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 499 \text{ А}.$$

#### 4.7.1 Выбор коммутационных аппаратов генератора

##### Выключатель

Элегазовые баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока и автономными приводами ВГБУ-220. Ток отключения 40 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выключателя генераторного комплекса

| Расчетные данные                 | Каталожные данные               |  |
|----------------------------------|---------------------------------|--|
| $U_{сети\ ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$      | В состав входят трансформаторы тока, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется. |
| $I_{рабмах} = 249 \text{ А}$     | $I_{ном} = 2000 \text{ А}$      |  |
| $I_{по} = 2,51 \text{ кА}$       | $I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА}$ |  |

##### Проверка на динамическую устойчивость

$$i_{уд}^{СШ} = \sqrt{2} I_n^{СШ} \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T a_{\Sigma}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 2,51 \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,037}} \right) = 6,26 \text{ кА},$$

где  $I_n^{СШ}$  -ток короткого замыкания, через выключатель РУ.

$$T a_{\Sigma} = 0,037 \text{ с при } T a_c = 0,045 \text{ с}.$$

$$i_{уд}^{СШ} < I_{пр.СКВ},$$

$$6,26 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$



Проверка на термическую стойкость.

Расчетный тепловой импульс

$$B_{K \text{ расч}} = I_n^2 (t_{\text{откл}} + t_{P3}) = 2,51^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 0,7 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Номинальный тепловой импульс выключателя

$$B_{K \text{ ном}} = I_{\text{терм}}^2 (t_T) = 40^2 (3) = 4800 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{K \text{ расч}} < B_{K \text{ ном}},$$

$$0,7 \text{ кА}^2\text{с} < 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверка на периодическую составляющую

$$I_{\text{ат}} = I_{\text{по}} e^{-\tau/Ta} = 2,51 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,037}} = 1,12,$$

$$I_y = \frac{I_{\text{ат}}}{I_{\text{по}}} \cdot 100\% = \frac{1,12}{2,51} \cdot 100 = 44,62 \% < 45 \%.$$

### Разъединитель

Серия разъединителей РД-220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Двухколонковые разъединители РД горизонтально-поворотного типа предназначены для наружной установки.

Производитель ОАО ВО «Электроаппарат».

Параметры представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка разъединителя

| Расчетные данные                       | Каталожные данные                       |  |
|--|---|--|
| $U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$       | Двухколонковые<br>разъединители РД-220<br>горизонтально-<br>поворотного типа |
| $I_{\text{раб max}} = 249 \text{ А}$   | $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$       |  |
| $I_{\text{по}} = 2,51 \text{ кА}$      | $I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ |  |
|  | $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$    |  |

### Трансформатор тока и трансформатор напряжения

Принимаем к установке в трансформаторы напряжения ЗНГА-220. Примем для установки элегазовые трансформаторы тока ТГФМ-220. Результат представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сравнение параметров ТГФМ-220 с параметрами системы

| Параметр  | Расчетное значение параметра          | Данные ТТ по каталогу               |
|---|---------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_{\text{сети.ном}} < U_{\text{ном}}$                        | $U_{\text{сети. ном}}=220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$     |
| $I_{\text{раб. max}} < I_{\text{ном}}$                        | $I_{\text{раб. max}}=249 \text{ А}$   | $I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$     |
| $i_y \leq \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{1\text{ном}}$ | $i_{\text{уд}}=2,51 \text{ кА}$       | $i_{\text{пр.скв.}}=125 \text{ кА}$ |

### Вспомогательное оборудование

В цепи ротора генератора устанавливается синхронизатор. Принимаем синхронизатор типа АС-МЗ предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации фирмы ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва.

На проектируемой Петровской ГЭС в рамках программы импортозамещения и поддержания отечественного производителя будут использоваться измерительные приборы ЗАВОД КОНВЕРТОР и «ВНИИР ГидроЭлектроАвтоматика» г. Москва.

Блок сервера представляет собой микропроцессорное электронное устройство, осуществляющее сбор и анализ информации всех сетевых модулей и зарядно-подзарядных устройств, входящих в конфигурацию системы МСА. Блок сервера обеспечивает отображение на дисплее и передачу в АСУ ТП по интерфейсу RS-485 и протоколу Modbus RTU основные показатели работы сетевых модулей, температуру в помещении аккумуляторной батареи и многое другое.

Блок управления и индикации (БУИ) предназначен для индикации информации и управления работой системы МСА. Блок управления и индикации включает в себя многофункциональный четырёх строчный жидкокристаллический дисплей и четырёхкнопочную панель управления. Кнопками панели управления осуществляется ввод и изменение уставок для выявления аварийного события.

Устройство контроля изоляции и напряжения ИЗОИ предназначено для использования в щитах постоянного тока электростанций и подстанций, как самостоятельно, так и в составе микропроцессорной системы автоматизации.

Защиту от перенапряжений выполняем ОПН. На генераторном напряжении ОПН является встроенным компонентом распределительного устройства ВГГ-10-63/4000 У1. В ОРУ 220 кВ, на сборных шинах и ВЛЭП примем к установке ОПН типа ОПН-П-220 УХЛ1 производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗАО «ЗЭТО»), который соответствует условию выбора ОПН по номинальному напряжению.

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **На главном генераторе СВ – 1450/83-82:**

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
  - Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
  - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
  - Защита от повышения напряжения;
  - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
  - Защита от симметричных перегрузок статора;
  - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
  - Защита от асинхронного режима 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.

#### **На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220-У1:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
  - Резервная максимальная токовая защита;
  - Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
  - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС ТСЗ-2500/15-УЗ:**
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
  - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

**На линиях электропередачи 220 кВ:**

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- 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 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 3577 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 4000/5 \text{ А}$ .

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

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен

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

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1}{0,17} \cdot 3577 = 21041 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.2)

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 21041 = 2104 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия

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

$$K_T > \frac{2104 \cdot 2}{21041},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

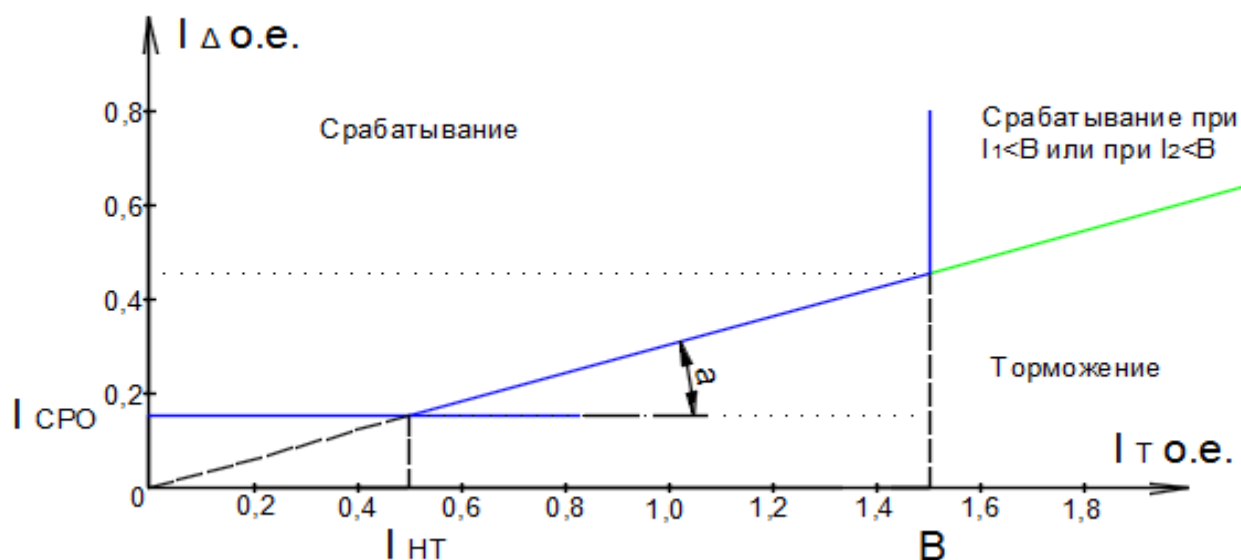


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита 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».

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

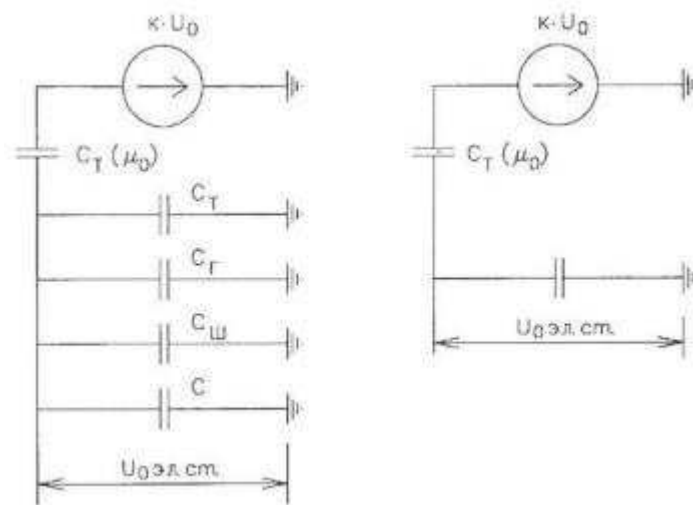


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{ВГ}$  – емкость генераторного комплекса ВГГ-10.  
 Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ}, \quad (5.8)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,215 \cdot 10^{-6} = 9,11 \text{ А}. \quad (5.11)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,215} = 171,2 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 171,2}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,4,$$

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

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

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

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая 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 ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}} + 2} = \frac{1}{3,1} = 32,25\%. \quad (5.13)$$

При  $K_{\text{T}} = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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



### 5.2.3 Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ )

1) Уставка защиты  $U_{2>}$  выбирается

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.14)$$

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

$U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

### 5.2.4 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  $I_{*2}$

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

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

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:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} = 0,07 \cdot 3577 = 250,39 \text{ А.} \quad (5.18)$$

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  $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$ .

При этом

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.19)$$

Уставка равна

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.20)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_{\text{Н}} = 0,86 \text{ А.} \quad (5.21)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.} \quad (5.22)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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 $I_2/I_N$ | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 |
| Длительность (с)   | 30  | 83  | 120 | 187 | 333 | 750 |

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

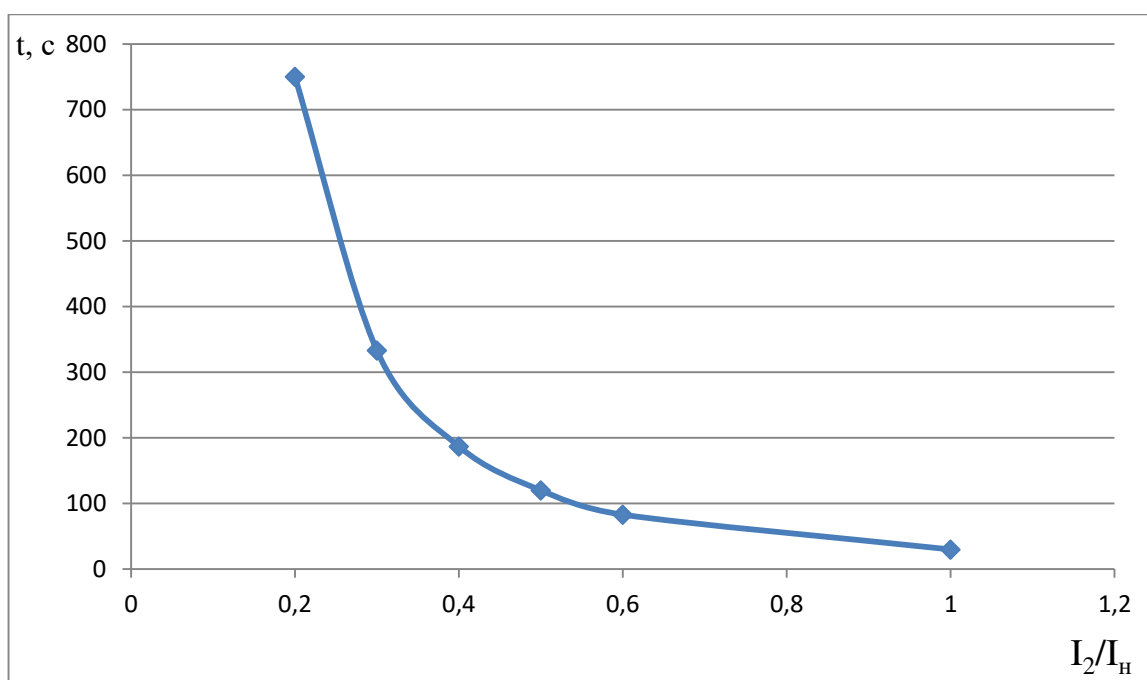


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100\text{с}$ ).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d^*}'' + x_{\Gamma^*} + 2 \cdot x_{\text{T}^*})} = \frac{1}{1,3 \cdot (61,5 + 92,3 + 2 \cdot 0,00088)} = 0,005 \text{ о. е.}, \quad (5.24)$$

где  $x_{d^*}'' = x_d'' \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,2 \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 61,5$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\Gamma^*} = x_{\Gamma} \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,3 \left( \frac{121}{10,5} \right)^2 = 92,3$  - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к высокой стороне напряжения;

$x_{\text{T}^*} = \frac{U_{\text{К}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,00088$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,005 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,175 \text{ о. е.}$$

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

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d^*}'' + x_{\Gamma^*} + 2 \cdot x_{\text{T}^*} + 2x_{\text{Л}}^*)} = \frac{1}{1,2 \cdot (61,5 + 92,3 + 2 \cdot 0,00088 + 2 \cdot 0,007)} = 0,005 \text{ о. е.},$$

где  $x_{\text{Л}}^* = \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{Б}}^2} \cdot x_{\text{Л}} = \frac{100}{242^2} \cdot 4,02 = 0,007$ .

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,005 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,17 \text{ о. е.}$$

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

### 5.2.5 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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.25)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

|                              |      |      |     |      |     |     |     |     |     |
|------------------------------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Кратность перегрузки $I/I_H$ | 1,1  | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 | 2,2 |
| Длительность перегрузки (с)  | 3800 | 1200 | 450 | 340  | 280 | 160 | 80  | 3   | 1   |

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

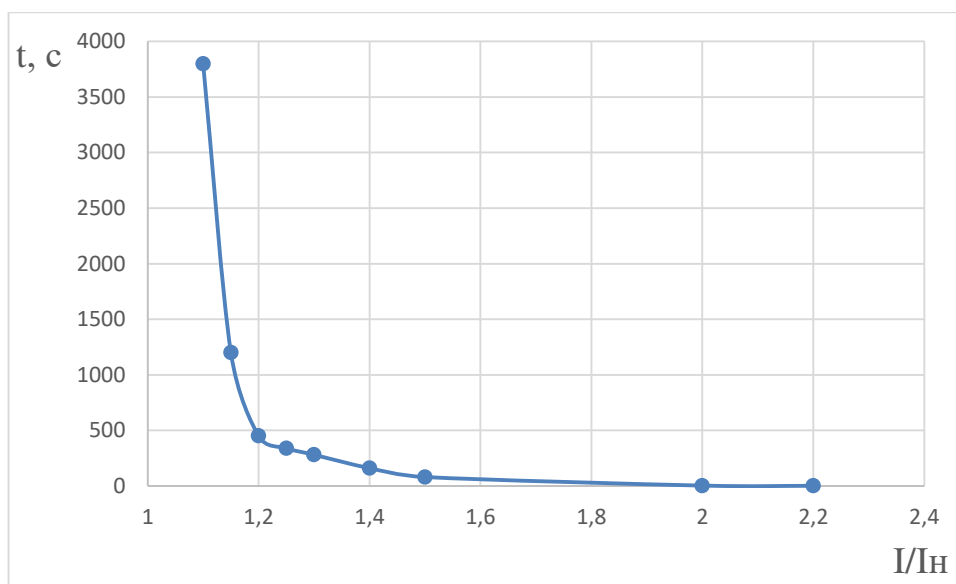


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.27)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot \frac{13800}{100}} = 66 \text{ В}. \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционных выключателей 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 ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Петровской ГЭС – п/ст Красный Яр

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot (Z_T + \frac{Z'_{1л}}{K_T}) = 0,8 \cdot (64,4 + \frac{5,2}{5}) = 52,35 \text{ Ом}, \quad (5.29)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{100} = 64,4 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{95}{125} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{95}{242^2} \cdot 5,2 = 0,068, \quad (5.30)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,068 \cdot 2,00 = 0,14 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{95} = 2,00$ .

Уставка будет равна

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,14 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 0,81 \text{ Ом}.$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,81 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3577} = 2,23 \text{ Ом},$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 985 - 0,95}{615}}{0,50} = 4,5 \text{ А}, \quad (5.32)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Принимаем  $I_{\Phi} = 2,5 \text{ А}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (5.34)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 67,7^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

$$Z_{\text{C ЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot \frac{13,8^2}{95} = 0,68 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Значение уставки составит

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{C.ЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,68 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 3,9 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$



Принимаем уставку  $Z_{II} = 3,9 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,1 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,47 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 1.5.

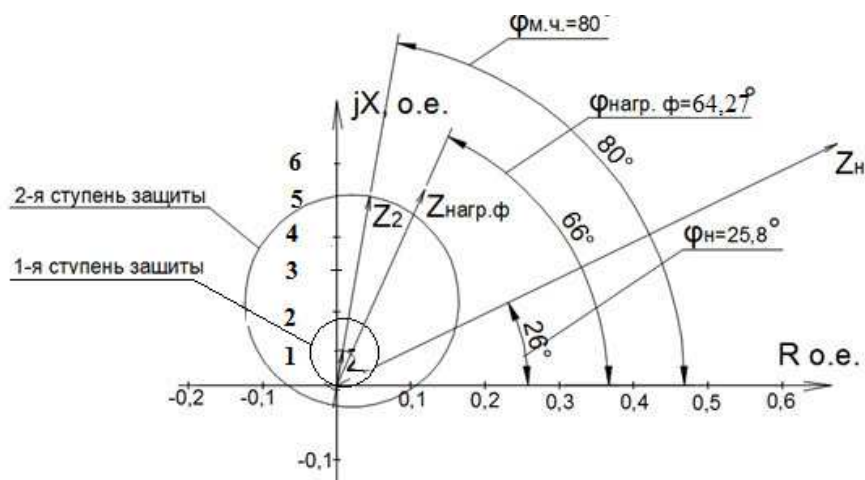


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в ПРИЛОЖЕНИЕ К.

### 5.2.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.38)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.39)$$

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

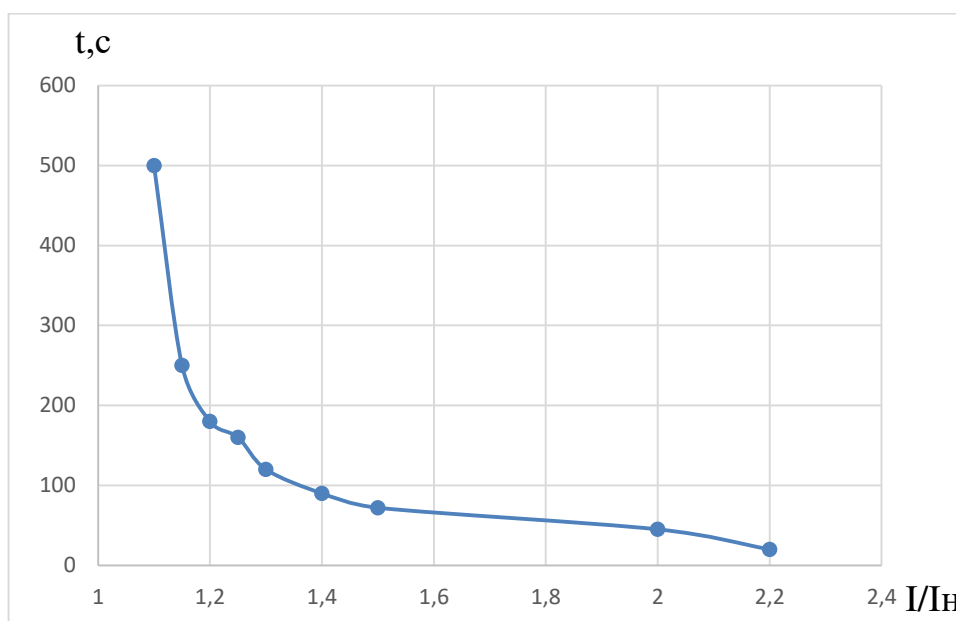


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.40)$$

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

## 6 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Установленная мощность проектируемой ГЭС 171 МВт, максимальный напор составляет 27,2 м. Полный объем водохранилища 4,07 км<sup>3</sup>. Основание нескальное, песчано-гравийное. В зависимости от высоты и типа грунтов основания класс проектируемой плотины должен быть II, а по социально-экономическому критерию (объем водохранилища) данной плотине соответствует I класс. Таким образом, основные гидротехнические сооружения Петровской ГЭС принимаем по I классу [18]. Геологический разрез створа Октябрьской ГЭС представлен в ПРИЛОЖЕНИИ Л.

В состав основных гидротехнических сооружений включено:

- глухая правобережная грунтовая плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- русловое здание ГЭС;
- глухая левобережная грунтовая плотина;
- разделительный устой между водосливной и станционной частью;
- сопрягающие устои.

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня бетонной плотины находим по формуле

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

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

Высота наката волн

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

где  $h_{1\%}$  – высота волны с обеспеченностью 1%;

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

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не менее 1,0 м.

Для основного сочетания нагрузок.

Высота ветрового нагона определяется по формуле

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принимаем  $V_w = 15$  м/с;

$L$  – длина разгона волны, принимаем  $L = 11000$  м;  
 $\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;  
 $d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{179 - 146}{2} = 16,5 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 11000}{9,81 \cdot 16,5} \approx 0,025 \text{ м}.$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного случая:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t=6$  ч.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 11000}{6^2} = 2997;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{6} = 35316.$$

По графику по верхней огибающей кривой графика на рисунке 6.1, используя значения  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ , определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

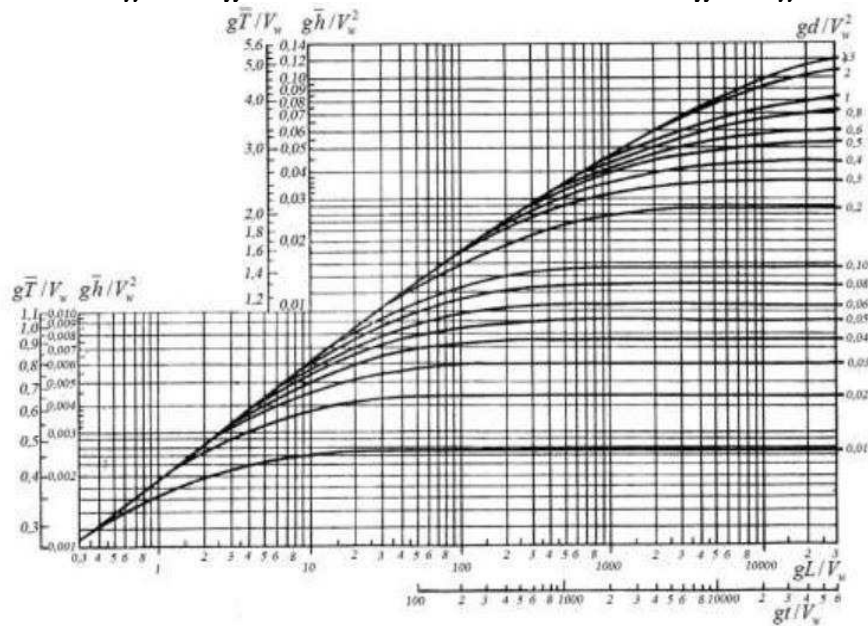


Рисунок 6.1 - Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,08; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,6.$$

Определим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$

$$\bar{h} = \frac{0,034 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,034 \cdot 6^2}{9,81} = 0,25 \text{ м}, \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,44 \cdot V_w}{g} = \frac{3,6 \cdot 6}{9,81} = 2,202 \text{ с}. \quad (6.6)$$

Средняя длина волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,202^2}{2 \cdot 3,14} = 7,57 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$  выполнено, следовательно, расчет произведен, верно, для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.8)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяем по рисунку 6.2 в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ , принимаем  $K_i = 2,25$ .

Получаем

$$h_{1\%} = 0,25 \cdot 2,25 = 0,56 \text{ м}.$$

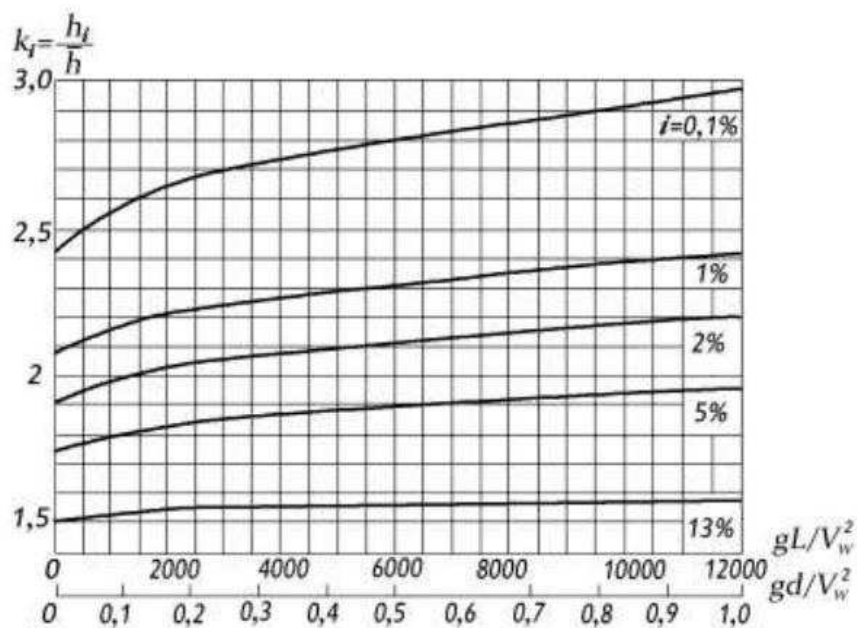


Рисунок 6.2 –Графики значений коэффициента  $k_i$

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,585 + 1,71 \cdot 10^{-3} + 1 \approx 1,6 \text{ м.} \quad (6.9)$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из трех:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 179,0 + 3,77 \approx 183 \text{ м,} \quad (6.10)$$

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s = 180,0 + 1,6 \approx 182 \text{ м,} \quad (6.11)$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 173 + 1,6 \cdot 6 = 182 \text{ м.} \quad (6.12)$$

где  $\nabla_{ГВ}$  – отметка гребня водослива, определяется гидравлическими расчётами;

$H_{ст}$  – напор на гребне водослива (стандартный), определённый гидравлическими расчётами.

Принимаем наибольшее значение  $\nabla_{ГБ} = 183 \text{ м}$ .

## 6.2 Гидравлические расчёты

Гидравлическими расчётами устанавливают: ширину водосливногo фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение её с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

## 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{\text{осн.макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{осн.макс}} - (n - 1) = 2879 - (2 - 1) \cdot 450,5 = 2428,5 \text{ м}^3/\text{с} . \quad (6.13)$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_b} , \quad (6.14)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p , \quad (6.15)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} , \quad (6.16)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе ( $Q_{\text{осн.макс}} = 2879 \text{ м}^3/\text{с}$ ), определяется по графику  $Q = f(H)$ , УНБ $_{Q_{\text{осн.макс}}}$  154,0 м;  
 $[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для песчано-гравийного основания, принимаем 3 м/с.

Получаем

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 154,0 - 146,0 = 8,0 \text{ м}, \quad (6.17)$$

$$q_p = 3,0 \cdot 8,0 = 24,0 \text{ м}^2/\text{с} ,$$

$$q_b = 1,25 \cdot 24 = 30,0 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна

$$B = \frac{2428,5}{30} = 80,95 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$ :

$$B = b \cdot n, \quad (6.18)$$

где  $n$  – число пролётов (не менее 2-3);



$b$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимаем  $b = 12$  м, тогда

$$n = \frac{B}{b} = \frac{80,95}{12} = 6,75$$

полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа

$$n = 7.$$

Количество водосливных отверстий принимаем равным  $n=7$  (1 запасное).

Ширина водосливного фронта

$$B = 12 \cdot 8 = 96 \text{ м.}$$

При этом, пропуск расчётного расхода воды, для основного расчётного случая, должен обеспечиваться, как правило, при НПУ без учёта дополнительного пролёта, т. е. через водосливной фронт шириной  $B$ .

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учётом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.19)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $m \approx 0,49$ .

$$H_{01} = \left( \frac{2428,5}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,14 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления,  $\sigma_n = 1$ ;  
 $\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия,  $\sigma_\phi = 1$ ;

$\sigma_{\phi}$  – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.21)$$

где  $b$  – то же что и в формуле (6.18);  
 $\varepsilon_y$  – коэффициент формы береговых устоев;  
 $\varepsilon_6$  – коэффициенты формы бычков;  
 $n$  – то же что и в формуле (6.18).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (7 - 1) \cdot 0,45 \cdot 8,45}{7 \cdot 16} = 0,96,$$

$$H_{02} = \left( \frac{2428,5}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,28 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $H_{02}$  – полный напор на водосливе во втором приближении, рассчитанный по формуле;  
 $v_0$  – скорость подхода потока к водосливу рассчитываемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)}. \quad (6.23)$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка принимаем 3 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания. Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 96 + (7 - 1) \cdot 3 = 114 \text{ м.}$$

Получаем

$$v_0 = \frac{2428,5}{(179,0 - 146,0)(96 + (7 - 1) \cdot 3)} = 0,64 \text{ м/с.}$$

$$H = 5,8 - \frac{1,1 \cdot 0,64^2}{2 \cdot 9,81} = 5,8 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом

$$H_{ст} = 6,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 179,0 - 6,0 = 173,0 \text{ м.} \quad (6.24)$$

### 6.2.3 Построения профиля водосливной грани по координатам Кригера – Офицера

По проектному напору  $H_{пр} = H_{ст}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля с оголовком профиля А, исходные значения приняты по справочнику Киселёва П.Г. Табличные координаты умножаются на  $H_{ст} = 6,0$  м.

Расчеты сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

| № точки | X   | Y     | № точки | X    | Y      | № точки | X    | Y      |
|---------|-----|-------|---------|------|--------|---------|------|--------|
| 1       | 0,0 | 0,756 | 15      | 8,4  | 3,384  | 29      | 16,8 | 14,772 |
| 2       | 0,6 | 0,216 | 16      | 9,0  | 3,966  | 30      | 17,4 | 15,660 |
| 3       | 1,2 | 0,042 | 17      | 9,6  | 4,584  | 31      | 18,0 | 16,944 |
| 4       | 1,8 | 0,000 | 18      | 10,2 | 5,238  | 32      | 18,6 | 18,078 |
| 5       | 2,4 | 0,036 | 19      | 10,8 | 5,922  | 33      | 19,2 | 19,242 |
| 6       | 3,0 | 0,162 | 20      | 11,4 | 6,648  | 34      | 19,8 | 20,430 |
| 7       | 3,6 | 0,360 | 21      | 12,0 | 7,410  | 35      | 20,4 | 21,654 |
| 8       | 4,2 | 0,600 | 22      | 12,6 | 8,214  | 36      | 21,0 | 22,908 |
| 9       | 4,8 | 0,876 | 23      | 13,2 | 9,048  | 37      | 21,6 | 24,186 |
| 10      | 5,4 | 1,188 | 24      | 13,8 | 9,918  | 38      | 22,2 | 25,494 |
| 11      | 6,0 | 1,536 | 25      | 14,4 | 10,864 | 39      | 22,8 | 26,826 |
| 12      | 6,6 | 1,926 | 26      | 15,0 | 11,760 | 40      | 23,4 | 28,188 |
| 13      | 7,2 | 2,364 | 27      | 15,6 | 12,732 |         |      |        |
| 14      | 7,8 | 2,850 | 28      | 16,2 | 13,734 |         |      |        |

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 6.3

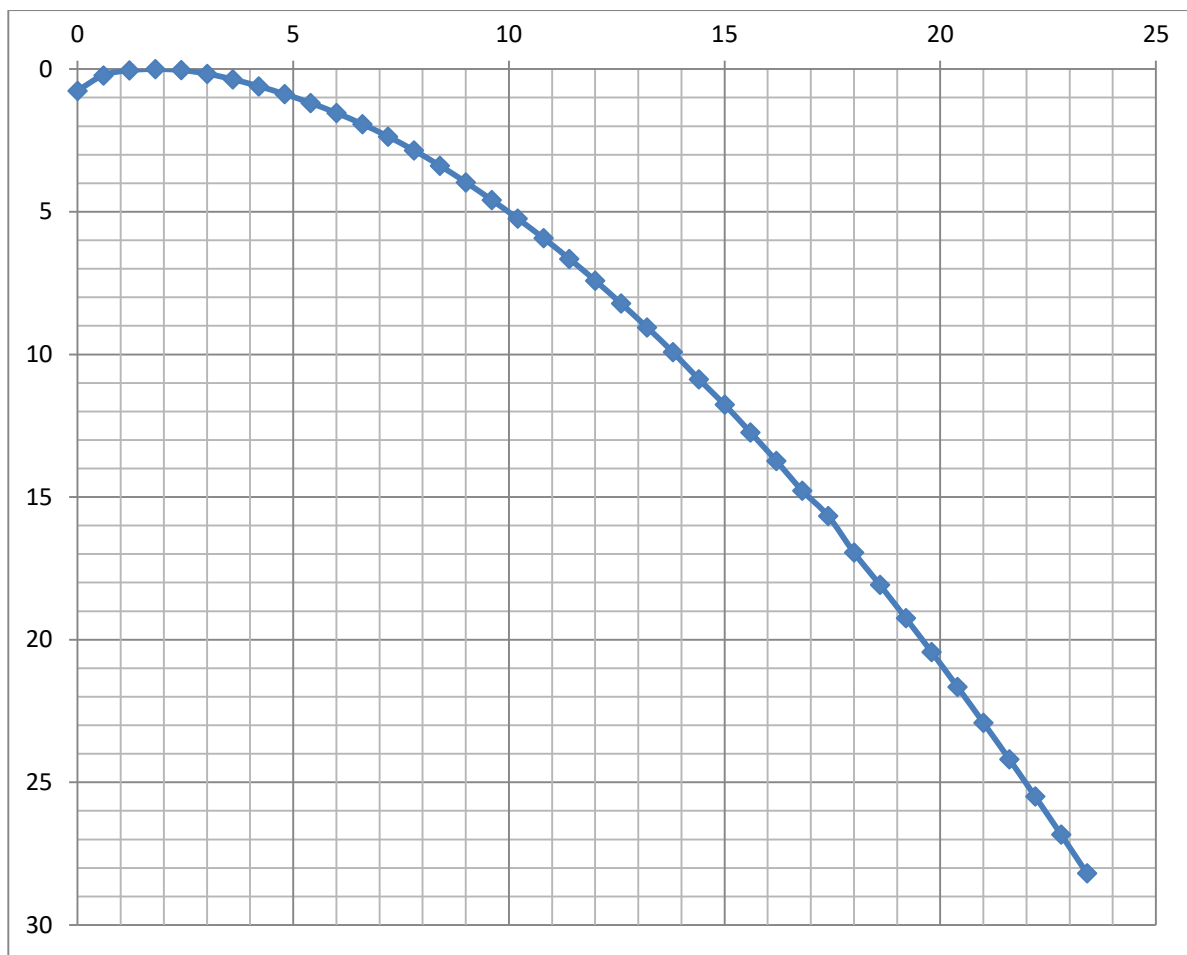


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля построенного по координатам

#### 6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении  $h_c$  для определения второй сопряженной глубины  $h'_c$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{НБ}$  и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Определяем параметры гидравлического прыжка.

Предварительно рассчитаем критическую глубину

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B_b^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2428,5^2}{114^2 \cdot 9,81}} = 3,71 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 179,0 - 146,0 = 33,0 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Определяем отношение

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{33,0}{3,71} = 8,9. \quad (6.27)$$

По графику М. Д. Чертоусова представленном на рисунке 6.4, в зависимости от длины сливной грани, коэффициент скорости  $\varphi$ . Для большой длины сливной грани  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0} = 8,9$ , определяем:

$$\xi_c = 0,273; \quad \xi'' = 2,6.$$

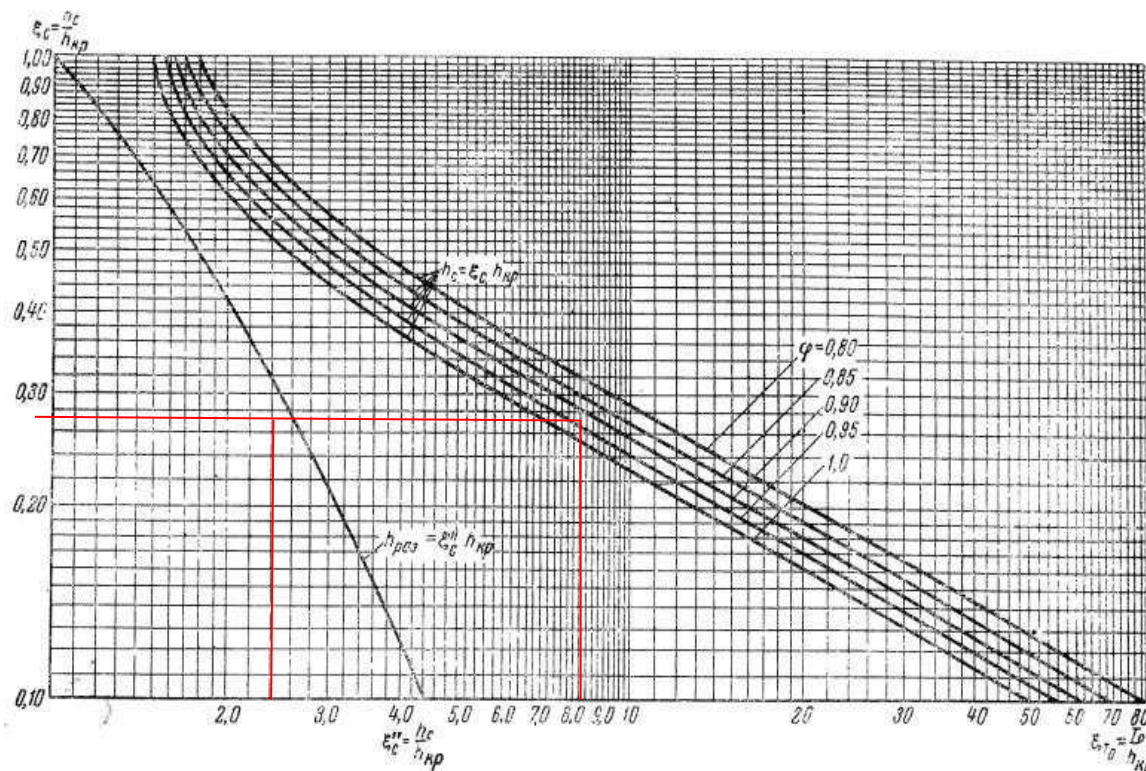


Рисунок 6.4 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины, сопряженной с ней

Вычисляем сопряженные глубины

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,273 \cdot 3,71 = 1,01 \text{ м}, \quad (6.28)$$

$$h''_c = \xi'' h_{кр} = 2,6 \cdot 3,71 = 9,6 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Полученное значение второй сопряжённой глубины сравниваем с уровнем воды в нижнем бьефе при максимальном поверочном расходе

$$h''_c = 9,6 > h_{НБ} = 8,0$$

Получаем сопряжение по типу отогнанного прыжка. Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину и погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

## 6.2.5 Расчёт гасителей энергии

Для гашения кинетической энергии в нижнем бьефе различают следующие типы гасителей энергии:

1. водобойный колодец;
2. водобойная стенка;
3. водобойный колодец комбинированного типа;
4. специальные гасители энергии.

В качестве гасителя энергии в данном курсовом проекте произведем расчет водобойной стенки (рисунок 6.5).

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского,

$$\delta_B = 0,15v_c\sqrt{h_c}. \quad (6.30)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении,

$$v_c = \frac{Q_p}{B_B \cdot h_c} = \frac{2428,5}{102 \cdot 1,36} = 17,5 \text{ м/с}, \quad (6.31)$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 17,5 \cdot \sqrt{1,36} = 3,0 \text{ м}.$$

Рассчитываем высоту водобойной стенки  $h_{ст}$  по формуле,

$$h_{ст} = \sigma h'' - H_{ст}. \quad (6.32)$$

где  $H_{ст}$  – напор над водобойной стенкой,

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2}. \quad (6.33)$$

где  $\sigma$  – коэффициент запаса, принимаем  $\sigma = 1,1$ ;

$m$  – выбирают по типу водослива, принимаем  $m = 0,35$ ;

$q$  – удельный расход через плотину.

$$H_{ст} = \left( \frac{24}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 24^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 10,9)^2} = 6 \text{ м}.$$

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 10,9 - 6 = 6 \text{ м}.$$

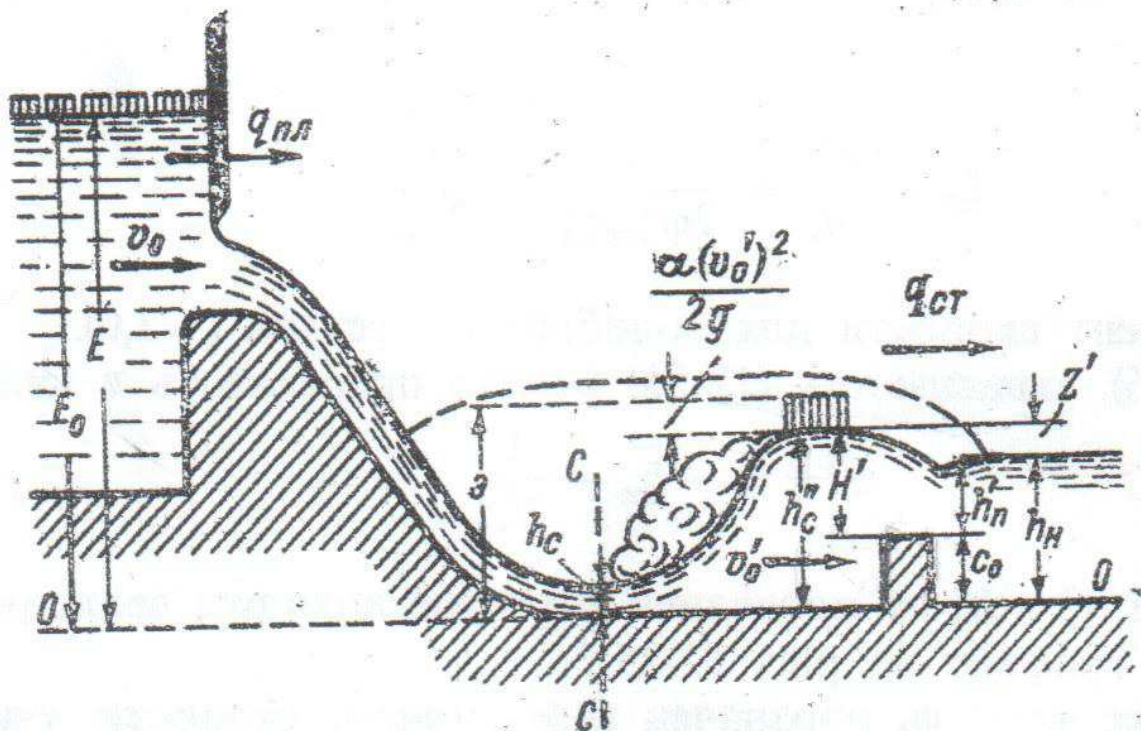


Рисунок 6.5 – Гашение кинетической энергии в нижнем бьефе

Проверим эффективность водобойной стенки.

По графику М.Д. Чертоусова [8] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi'_c$  и  $\xi''_c$ .

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{aQ_P^2}{gB_B^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2428,5^2}{9,81 \cdot 102^2}} = 4 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{h'_c}{h_{кр}} = \frac{10,9}{4} = 2,7. \quad (6.35)$$

$\varphi = 0,9$  и  $\xi_{T_0} = 2,7$ , определяем:

$$\xi_c = 0,54; \quad \xi''_c = 1,4.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,54 \cdot 4 = 2,16 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 1,4 \cdot 4 = 5,6 \text{ м}.$$

$h''_c < h_{НБ}$ ,  $5,6 < 8,0$  следовательно, за водобойной стенкой затопленный прыжок, устройство дополнительных гасителей не требуется.

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину по основанию. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 6.6.

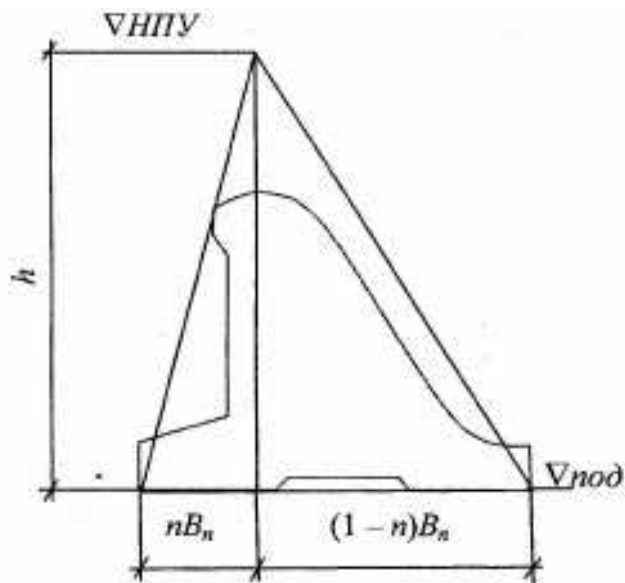


Рисунок 6.6 – Схема треугольного профиля плотины.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы плотины  $B_n^I$

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}. \quad (6.36)$$

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

$\rho_w$  - плотность воды;

$\rho_6$  - плотность бетона;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 179,0 - 140,0 = 39,0 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Отметка подошвы плотины равна



$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) = 146,0 - (3 + 3) = 140,0 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}. \quad (6.39)$$

где  $f$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаем  $f = 0,45$ ;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения,  $\gamma_n = 1,25$ .

Задаваясь различными  $n$  несколько раз, определяем  $B_n$  по двум формулам и строим графики зависимости  $B_n = f(n)$  представленными на рисунке 6.7. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.2 – Значения для определения расчётной ширины подошвы

| $n$  | $B_n^I$ | $B_n^{II}$ |
|------|---------|------------|
| 0,2  | 29,2    | 56,1       |
| 0,4  | 31,0    | 51,3       |
| 0,6  | 34,2    | 47,2       |
| 0,79 | 39,8    | 43,8       |
| 1    | 55,2    | 40,7       |

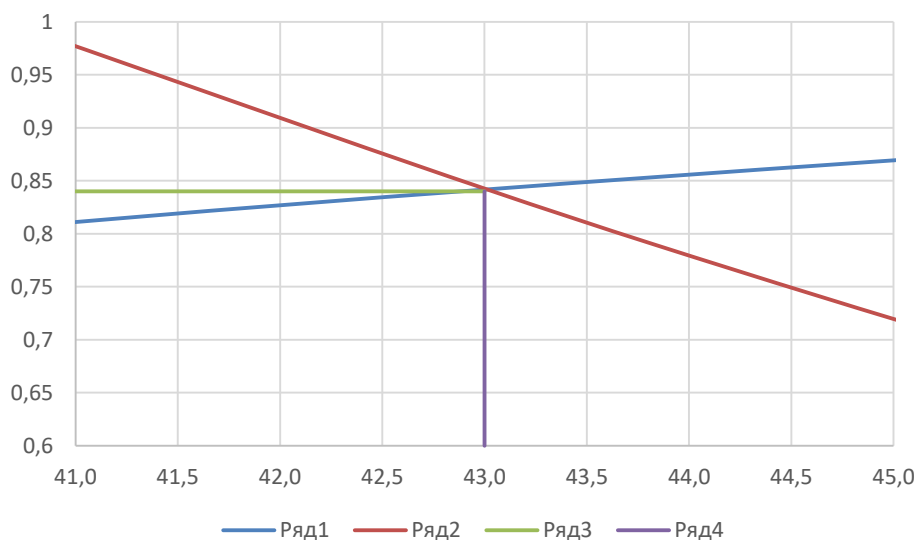


Рисунок 6.7 – Определение ширины подошвы плотины

Графики пересекаются в точке  $n = 0,84$  и  $B_n = 43$  м, что удовлетворяет условию

$$B = (1,5 \div 2,2)H,$$

где  $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}(Q_{\text{ГЭС}})} = 179 - 150,63 = 28,37$  м,

$$B = (1,5 \div 2,2) \cdot 28,37 = (42,55 \div 62,4)\text{м}.$$

Реальный профиль плотины отличается от теоретического по ряду причин: кроме собственного веса, гидростатического и фильтрационного давления, которые учитываются при рассмотрении теоретического профиля, на плотину действуют и другие нагрузки (давление волн, наносов и льда, давление воды с НБ и др.). Приводят к изменению профиля и устройство галерей в теле плотины, вес надстройки и др.

### **6.3.2 Разрезка плотины швами, быки, устои**

#### **Разрезка плотины швами**

В плотинах на гравийных грунтах разрезку швами в основном производят по осям бычков, через 2-3 пролета. Ширина между температурно-осадочными швами составляет 34 метра.

Ширина между секционными швами надрезами составляет 17 м.

#### **Быки**

Принимаем бык толщиной 5 метра, выдвинутый в верхний бьеф. Головная часть быка имеет прямоугольную в плане форму.

#### **Устои**

При проектировании гидроузла в заданном створе установим разделительный устой, разделяющий водосливную плотину от стационарной бетонной плотины, и сопрягающий устой, для выполнения сопряжения бетонной плотины с грунтовой.

#### **Дренаж тела бетонных плотин**

Вдоль напорной грани плотины предусмотрим устройства дренажа диаметром 20 см с расстоянием между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а так же до верхней грани продольной галереи назначают не менее 2 м при соблюдении условия

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{38 \cdot 1,25}{25} = 1,9 \text{ м.} \quad (6.40)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением (в расчете представлен наибольший напор у основания плотины);

$J_{кр.м}$  – критический средний градиент напора для бетонной плотины, для гравитационной  $J_{кр.м} = 25$ .

Принимаем расстояние от напорной грани до оси дренажа равное 2,0 м.

### Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрим продольные и поперечные галереи, расположенные через 17 м по высоте. Размер галерей предусмотренных для сбора и отвода воды, размещения КИА и т.д. назначим шириной 1,5 м и высотой 2,5 м.

### 6.4 Фильтрационные расчёты

Параметры фильтрационного потока определяются методом удлинённой контурной линии с помощью построения схемы. На прямой линии, последовательно откладываются длины элементов подземного контура.

Необходимо определить глубину залегания расчетного водоупора -  $T_{расч.}$  находится, исходя из соотношения:

$$\frac{l_0}{s_0} = \frac{110,0}{6,0} = 18,33. \quad (6.41)$$

где  $l_0$  – длина проекции подземного контура на горизонталь;  
 $s_0$  – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$$l_0 = B_{п} + l_{п} = 43,0 + 57,0 = 100,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$s_0 = \nabla_{дно} - \nabla_{под} = 146,0 - 140,0 = 6,0 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Так как  $\frac{l_0}{s_0} > 5$ , то  $T_a$  находится как

$$T_a = 0,5 \cdot l_0 = 0,5 \cdot 100,0 = 50,0 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Водоупор в основании отсутствует, следовательно, за расчетную глубину принимаем активную зону фильтрации  $T_a$ .

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков

$$T_{ср} = \frac{54+53,5+49+55}{4} = 52,88,$$

$$0,44T_{cp} = 0,44 \cdot 52,88 = 23,27 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Откладываем вертикальную линию равную напору

$$H_{осн} = \nabla_{НПУ} - УНБ_{min} = 179,0 - 151,1 = 27,9 \text{ м.}$$

Расчёт фильтрации и эпюры фильтрационного давления представлены в ПРИЛОЖЕНИИ М.

## 6.5 Статические расчёты плотины

### 6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Площади и точки приложения найдены с помощью программы AutoCAD. Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{716,5 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 5} = 11908 \text{ кН/м.} \quad (6.46)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения;

$b = 12 \text{ м}$  – ширина пролета;

$\delta_6 = 5 \text{ м}$  – толщина быка.

Площадь поперечного сечения плотины

$$S_{пл} = 716,5 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей  $G_{пл}$  относительно центра подошвы плотины

$$Y_{пл} = -2,45 \text{ м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1453,5 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 5} = 10065 \text{ кН/м.} \quad (6.47)$$

Площадь поперечного сечения бычка

$$S_6 = 1453,5 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей  $G_6$  относительно центра подошвы плотины

$$Y_6 = -1,88 \text{ м.}$$

Вес подъёмного механизма определяется приближенно по формуле

$$Q_n = 0,1T(0,35 + v) - 0,005T. \quad (6.48)$$

где  $v = 1 \div 2$  м/с - скорость подъёма затвора;  
 $T = K \cdot (Q_3 + 0,08 \cdot P_3)$  - тяговое усилие для колёсных затворов;  
 $K = 1,25 - 1,5$  - коэффициент запаса,  
 $Q_3$  - вес плоского затвора

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 78 \cdot \sqrt{78 \cdot 9,81} = 118,7 \text{ кН.}$$

где  $f$  - площадь затвора

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (180 - 173 + 0,5) \cdot 12 = 78 \text{ м}^2. \quad (6.49)$$

Приведённый вес затвора на 1 п.м.

$$q_3^{\text{прив}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{118,7}{12 + 5} = 6,98 \text{ кН/м.} \quad (6.50)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления

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.  
 Со стороны ВБ

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 39,0^2}{2} = 7460,5 \text{ кН/м.} \quad (6.51)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 179,0 - 140,0 = 39,0$  м.

Со стороны НБ

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 10,63^2}{2} = 554,2 \text{ кН/м.}$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 150,63 - 140,0 = 10,63$  м.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды.  
 Со стороны ВБ

$$W_B = \rho_w g S_{\text{эп}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 153 = 1501 \text{ кН/м.} \quad (6.52)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{В}} = 153 \text{ м}^2$ .

Со стороны НБ

$$W_{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 41,5 = 407 \text{ кН/м.}$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{Н}} = 41,5 \text{ м}^2$ .

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 143 = 1403 \text{ кН/м.} \quad (6.53)$$

где  $S_{\text{эп}}^{\text{Н}} = 143 \text{ м}^2$ .

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 297,7 = 2920 \text{ кН/м.} \quad (6.54)$$

где  $S_{\text{эп}} = 297,7 \text{ м}^2$ .

### 6.5.1 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} \text{tg}^2(45 - \varphi_{\text{н}}/2) = 10 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2(45 - 35/2) = 8,4 \text{ кН/м}^2. \quad (6.55)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимаем  $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^2$ ;

$h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления до дна, пригрузочного слоя, принимаем  $h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов, принимаем  $\varphi_{\text{н}} = 35^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м

$$E_{\text{н}} = (p_{\text{н}} h_{\text{н}})/2 = (8,4 \cdot 3)/2 = 12,6 \text{ кН/м.} \quad (6.56)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

1 слой (глинистый)

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{креп}}}{2} \right), \quad (6.57)$$

$$p_2 = \left( \gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв}}^{\text{креп}} \cdot h_{\text{креп}} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{креп}}}{2} \right). \quad (6.58)$$

где  $\varphi_{\text{креп}} = 20$  – для гравийно-песчаного крепления понура;

$$\gamma_{\text{креп}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 17,0 - (1 - 0,5) \cdot 10 = 12,0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.59)$$

$h_{\text{креп}} = 1,0$  – высота глинистого понура.

$$p_1 = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2,$$

$$p_2 = (10 \cdot 3 + 12,0 \cdot 1,0) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 20,6 \text{ кН/м}^2.$$

2 слой (гравийно-песчаного слой основания)

$$p_3 = \left( \gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{креп}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{креп}} + \gamma_{\text{а/б}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{а/б}} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) \quad (6.60)$$

$$p_4 = \left( \gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{креп}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{креп}} + \gamma_{\text{а/б}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{а/б}} + \gamma_{\text{гр1}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр1}} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right). \quad (6.61)$$

где  $\varphi_{\text{гр1}} = 33$  – для гравийно-песчаного;

$$\gamma_{\text{гр1}}^{\text{взв}} = 19,0 - (1 - 0,35) \cdot 10 = 12,5 \text{ кН/м}^2.$$

$c$  - сцепление грунта, для твердой глины  $c = 0$  кН/м<sup>2</sup>;

$h_{\text{гр1}} = 3,0$  – высота гравийно-песчаного слоя.

$$p_3 = (10 \cdot 3 + 12,0 \cdot 1,0 + (23 - 10) \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) - 2 \cdot 0 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 16,2 \text{ кН/м}^2,$$

$$p_4 = (10 \cdot 3 + 12,0 \cdot 1,0 + (23 - 10) \cdot 1 + 12,5 \cdot 3,0) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{33}{2} \right) - 2 \cdot 0 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{33}{2} \right) = 27,3 \text{ кН/м}^2.$$

Отрицательные значения в расчетах не учитываются.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры

$$E_{ав1} = S_{эп1} + S_{эп3} = \frac{14,7+20,6}{2} \cdot 1,0 + \frac{16,2+27,3}{2} \cdot 1,0 = 39,4 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется следующим образом:

- под водобойной плитой

$$\begin{aligned} p_1 &= \gamma_{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) = \\ &= (24 - 10) \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{35}{2} \right) + 0 = 155,0 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_2 &= \left( \gamma_{\text{взв}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр1}}}{2} \right) = \\ &= (14 \cdot 2,1 + 12,5 \cdot 1) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{35}{2} \right) + 0 = 11,35 \text{ кН/м}^2. \end{aligned}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м. равна площади эпюры

$$E_{ав1} = S_{эп1} = \frac{p_1+p_2}{2} \cdot h_1 = \frac{155+11,35}{2} \cdot 3 = 249,5 \text{ кН/м.}$$

### 6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,68 \cdot \left( \frac{21,73}{3,14} + \frac{0,41}{2} \right) = \\ &= 58,7 \text{ Кн/м.} \end{aligned} \quad (6.63)$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,68^2}{21,73} = 0,41 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,73}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,68 = 2,83 \text{ м.} \quad (6.64)$$



## 6.6 Расчёт 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 определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для удобства расчета составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Сбор нагрузок на тело плотины представлены в ПРИЛОЖЕНИИ Н.

Таблица 6.3 – Нагрузки на плотину

| Обозначение силы | $\gamma_f$ | Направление силы | Основной случай |          |              |
|------------------|------------|------------------|-----------------|----------|--------------|
|                  |            |                  | Сила, кН        | Плечо, м | Момент, кН*м |
| $T_B$            | 1          | →                | 7461            | 13       | 96993        |
| $T_H$            | 1          | ←                | 554             | -3,5     | -1939        |
| $G_{пл}$         | 0,95       | ↓                | 11908           | -3       | -33937,8     |
| $G_б$            | 0,95       | ↓                | 10065           | -1,9     | -18167,3     |
| $W_B$            | 1          | ↓                | 1501            | -16,6    | -24916,6     |
| $W_H$            | 1          | ↓                | 407             | 17,2     | 7000,4       |
| $W_{взв}$        | 1          | ↑                | 1403            | 0        | 0            |
| $W_ф$            | 1          | ↑                | 2920            | 3,13     | 9139,6       |
| $E_H$            | 1,2        | →                | 12,16           | 8        | 116,736      |
| $E_a$            | 1,2        | →                | 39,4            | 2,3      | 108,7        |
| $E_{пн}$         | 0,8        | →                | 249,5           | -1       | -199,6       |
| $W_{волн}$       | 1          | →                | 58,7            | 36,2     | 2124,94      |
| $Q_3$            | 0,9        | ↓                | 6,98            | 9        | 56,5         |
| $\sum R = N$     |            | ↕                | 19565,0         |          |              |
| $\sum W$         |            | ↔                | 7266,76         |          |              |
| $\sum M$         |            |                  | 36380           |          |              |

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины).

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам

$$\sigma_y^u = \frac{N}{b_d} - \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{19565}{43,0} + \frac{6 \cdot 36380}{43,0^2} = -291,4 \text{ кПа.} \quad (6.65)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -291,4 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 39,0 \cdot (1 - 0^2) = -382,6 \text{ кПа.} \quad (6.66)$$

где  $H_d^u$  - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}} = 179,0 - 140,0 = 39,0 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Касательные напряжения у верховой грани

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 39,0 - 291,4) \cdot 0 = 0. \quad (6.68)$$

Главные сжимающие напряжения

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -253,1 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 39,0 \cdot 0^2 = \\ &= -291,4 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.69)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 39,0 = -382,6 \text{ кПа.} \quad (6.70)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot (-253,1 \cdot [\cos 2(7 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 39,0 \cdot \\ &\cdot \left[ \cos 2(7 - 0) - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right]) = -337 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.71)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{19565}{43,0} - \frac{6 \cdot 36380}{43,0^2} = -446,9 \text{ кПа.} \quad (6.72)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -446,9 \cdot 0,84^2 - 9,81 \cdot 10,63 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,84^2) = -346 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.73)$$

где  $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{Под}} = 150,63 - 140,0 = 10,63 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Касательные напряжения на низовой грани

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 10,63 - 446,9) \cdot 0,84 = 287,8. \quad (6.75)$$

Главные напряжения

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -446,9 \cdot (1 + 0,84^2) + 9,81 \cdot 10,63 \cdot 0,84^2 = -688,6 \text{ кПа}, \quad (6.76)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 10,63 = -104,3 \text{ кПа}. \quad (6.77)$$

Составим таблицу 6.4 для полученных краевых напряжений.

Таблица 6.4– Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

| Напорная грань              |        | Низовая грань |        |
|-----------------------------|--------|---------------|--------|
| Основное сочетание нагрузок |        |               |        |
| Напряжение                  | кПа    | Напряжение    | кПа    |
| $\sigma_y^u$                | -291,4 | $\sigma_y^t$  | -446,9 |
| $\sigma_x^u$                | -382,6 | $\sigma_x^t$  | -346,0 |
| $\tau_{xy}^u$               | 0,0    | $\tau_{xy}^t$ | 287,8  |
| $\sigma_1^u$                | -291,4 | $\sigma_1^t$  | -104,3 |
| $\sigma_3^u$                | -382,6 | $\sigma_3^t$  | -688,6 |
| $\sigma_c^u$                | -337,0 |               |        |

Эпюры краевых напряжений представлены в ПРИЛОЖЕНИИ П.

### 6.6.1 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить выполнение следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{1c} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} R_b. \quad (6.78)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{1c} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок);

$R_b = 4500 \text{ Па}$  – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона B 7,5;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок,  $\gamma_{cd} = 1,0$  – при особом сочетании нагрузок).

Для низовой грани

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-446,9| \leq 4500 \cdot 0,9,$$

$$559 < 4050$$

Для верховой грани

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-291,4| \leq 4500 \cdot 0,9,$$

$$-364 < 4050 .$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.79)$$

$$-291 < 0.$$

1) В зоне верховой грани плотины

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.80)$$

$$|-291| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 33,0,$$

$$291 > 81 .$$

2) В контактном сечении

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.81)$$

$$-337 \leq 0.$$

3) Под всей плотинной

$$\sigma_y^{max} \leq [\sigma_0]_h. \quad (6.82)$$

где  $[\sigma_0]_h$  – допускаемые напряжения в основании на глубине  $h$  от дна,

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] + K_0\gamma_0(h_3 - 2). \quad (6.83)$$

где  $[\sigma_0] = 0,70$  МПа – допускаемые напряжения на сжатие для гравия;

$K_0 = 0,25$  – для песка;

$\gamma_0$  - удельный вес грунта основания;

$h_3$  - заглубление подошвы плотины относительно дна реки.

$$[\sigma_0]_h = 700 + 0,25 \cdot 12,5 \cdot (6,0 - 2) = 8750 \text{ кН/м}^2, \quad (6.84)$$

$$-447 < 8750.$$

4) Коэффициент неравномерности напряжений

$$\sigma_y^{max} / \sigma_y^{min} \leq K_H. \quad (6.85)$$

где  $K_H = 2$  (для песка).

$$446,9/291,4 = 1,5 \leq 2.$$

### 6.6.2 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания.

Предельным равновесием сооружения и основания следует считать такое состояние, при котором на всем протяжении рассматриваемой поверхности скольжения выполняется равенство

$$\tau_{max} \leq \tau_{lim} = \sigma_y^{max} \cdot tg\varphi + c = 446,9 \cdot 0,84 + 0 = 375,4 \text{ кПа.} \quad (6.86)$$

Расчёт устойчивости гравитационных сооружений, основания которых сложены песчаными, крупнообломочными, твердыми и пылевато-глинистыми полутвёрдыми грунтами, следует производить только по схеме плоского сдвига при выполнении условия

$$N_\sigma = \frac{\sigma_y^{max}}{b\gamma_{гр}} \leq N_0. \quad (6.87)$$

где  $N_\sigma$  – число моделирования;

$\sigma_y^{max}$  – максимальное нормальное напряжение в угловой точке под подошвой сооружения;

$b$  – размер стороны (ширина) прямоугольной подошвы сооружения, параллельной сдвигающей силе;

$\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта основания, принимаемый ниже уровня воды с учетом ее взвешивающего действия;

$N_0 = 1$  – для песка.

$$N_\sigma = \frac{446,9}{43 \cdot 12,5} = 0,67 \leq 1.$$

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие

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

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружений равный 1,25;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок);

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 1$  – при работе плотины при НПУ для нескальных оснований);

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу)

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 + W_B + W_H - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пн} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega. \quad (6.89)$$

где  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м  $\omega = B_n \cdot 1 = 43 \cdot 1 = 43 \text{ м}^2$ ;

$\gamma'_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимается  $\gamma'_c = 0,7$ ;

$c$  – сцепление грунта;

$F$  – сдвигающая сил,

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a \quad (6.90)$$

Для основного сочетания нагрузок

$$R = 9957,14 \text{ Н/м},$$

$$F = 7017,26 \text{ Н/м},$$

$$\frac{9957,14 \cdot 1}{7017,26 \cdot 1} = 1,4 > 1,25.$$

Условия прочности и устойчивости выполняются.

## **7 Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

На основании Федерального закона №117, одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГТС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГТС» является соблюдение декларации безопасности ГТС, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

### **7.2 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить лиц, ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара;
- при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.



Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

### **7.3 Охрана труда и техника безопасности**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по

электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

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

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;
- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;

- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработана для всех подразделений.

#### **7.4 Мероприятия по охране природы**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

## 8 Технико-экономические показатели строительства ГЭС

### 8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя                          | Единица измерения | Год реализации проекта |          |          |          |          |
|--|-------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|
|  |                   | 2021                   | 2022     | 2023     | 2024     | 2025     |
| Установленная мощность                           | МВт               | 171                    | 171      | 171      | 171      | 171      |
| Число часов использования установленной мощности | Часы              | 6800                   | 6800     | 6800     | 6800     | 6800     |
| Выработка электроэнергии                         | МВт·ч             | 802885,7               | 1162800  | 1162800  | 1162800  | 1162800  |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | %                 | 1                      | 1        | 1        | 1        | 1        |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | МВт·ч             | 8028,857               | 11628    | 11628    | 11628    | 11628    |
| Объём реализации электроэнергии                  | МВт·ч             | 794856,9               | 1151172  | 1151172  | 1151172  | 1151172  |
| Тариф на электроэнергию                          | руб/<br>МВт·ч     | 1912,5                 | 1990,167 | 2081,667 | 2176,167 | 2273,667 |
| Выручка от реализации электроэнергии             | млн.руб.          | 126,9                  | 190,9    | 199,7    | 208,8    | 218,1    |
| НДС к выручке                                    | млн.руб           | 19,38                  | 29,12    | 30,46    | 31,85    | 33,27    |

Увеличение выручки обусловлено снижением затрат на производство и увеличением стоимости электроэнергии.

#### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании

прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами 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 м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

| Наименование            | Ставка, тыс.руб/Мвт | Сумма, млн.руб. |
|-------------------------|---------------------|-----------------|
| Расходы на оплату труда | 252,2               | 21,03           |
| Прочие                  | 274,0               | 30,95           |
| Итого по ГЭС            | 529,2               | 57,11           |

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

| Этап проекта | Величина |
|--------------|----------|
| 1-5          | 0,020    |
| 6-15         | 0,027    |
| 16-25        | 0,035    |

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование                            | Ставка                 | Сумма, млн.руб. |
|---|------------------------|-----------------|
| ОАО «СО – ЕЭС»                          | 135,38 тыс.руб/МВт     | 16,5            |
| НП АТС (администратор торговой системы) | 0.001097тыс.руб/МВт*ч  | 0,63            |
| ЦФР (центр финансовых расчетов)         | 0.000318 тыс.руб/МВт*ч | 0,22            |
| Итого                                   |                        | 17,35           |

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Медведица составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5 и на рисунке 8.1.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

| Наименование  | Год реализации проекта |       |       |       |       |
|---|------------------------|-------|-------|-------|-------|
|   | 2021                   | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  |
| Амортизационные отчисления, млн.руб.                | 11,3                   | 11,3  | 11,3  | 11,3  | 11,3  |
| Расходы на страхование, млн.руб.                    | 35,7                   | 34,2  | 32,6  | 31, 1 | 29,5  |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб.                  | 39,4                   | 57,1  | 57,1  | 57,1  | 57,1  |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб. | 7,4                    | 7,5   | 9,2   | 8,7   | 8,3   |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.   | 11,8                   | 17,3  | 17,7  | 17, 9 | 17, 9 |
| Налог на воду, млн.руб.                             | 2,1                    | 4,2   | 6,2   | 7,1   | 7,1   |
| Итого, млн.руб.                                     | 232,4                  | 256,2 | 258,6 | 257,6 | 255,6 |



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Петровской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022-2026 г. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

| Наименование                        | Год реализации проекта |       |        |        |        |
|-------------------------------------|------------------------|-------|--------|--------|--------|
|                                     | 2022                   | 2023  | 2024   | 2025   | 2026   |
| Налог на прибыль, млн.руб.          | 252,6                  | 411,4 | 500,5  | 525,7  | 551,5  |
| НДС, млн.руб.                       | 271,3                  | 414,0 | 493,9  | 516,0  | 538,7  |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 8,9                    | 8,9   | 8,9    | 8,9    | 8,9    |
| Налог на имущество, млн.руб.        | 68,4                   | 65,4  | 62,4   | 37,4   | 34,5   |
| Итого, млн.руб.                     | 601,3                  | 899,8 | 1065,8 | 1110,1 | 1155,7 |

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это важнейший качественный показатель эффективности деятельности организации, характеризующий рациональность использования средств производства, материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Чистая прибыль представлена на рисунке 8.2.



Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование                                 | Год реализации проекта |        |        |        |        |
|--|------------------------|--------|--------|--------|--------|
|  | 2021                   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   |
| Выручка (нетто), млн.руб.                    | 832,3                  | 1572,0 | 2364,6 | 2754,0 | 2877,0 |
| Текущие расходы, млн.руб.                    | 232,4                  | 256,2  | 258,6  | 257,6  | 255,6  |
| ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.           | 600,0                  | 1315,9 | 2106,0 | 2496,3 | 2621,4 |
| ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.   | 600,0                  | 1315,9 | 2106,0 | 2496,3 | 2621,4 |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 120,0                  | 263,2  | 421,2  | 499,2  | 524,3  |
| НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.             | 480,0                  | 1052,7 | 1684,8 | 1997,0 | 2097,1 |
| Ставка налога на прибыль,%                   | 20,00                  | 20,00  | 20,00  | 20,00  | 20,00  |

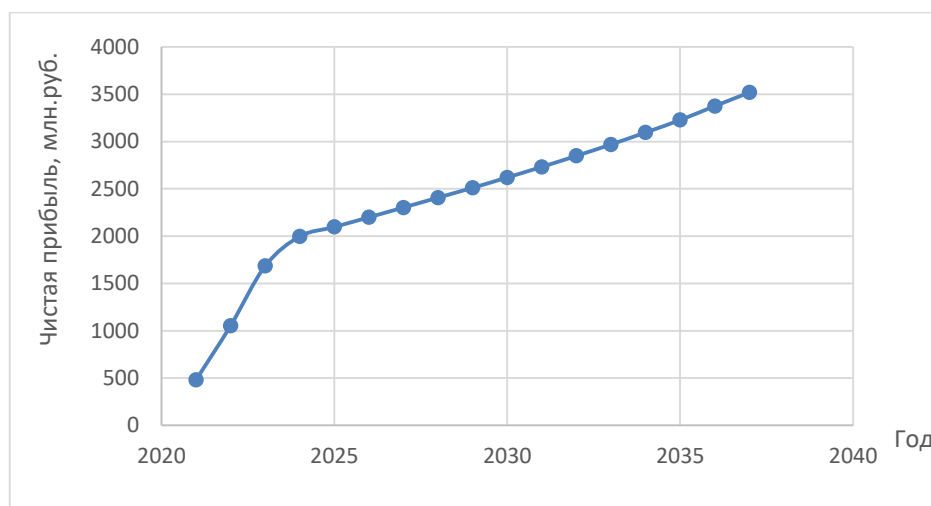


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Рост суммы прибыли обусловлен ростом цен на электроэнергию и мощность в соответствии с едиными сценарными условиями РусГидро в прогнозируемом периоде.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта (новые сценарные условия)

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

#### 8.3.1 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.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Петровской ГЭС составляет 20лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Петровская ГЭС на реке Медведица»

| Наименование                                   | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования, %                      | 11,6     |
| Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес | 82       |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб        | 8048,6   |
| Индекс прибыльности – PI, руб.                 | 1,77     |
| Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч            | 0,148    |
| Удельные капиталовложения, руб/Квт             | 19907,1  |

### 8.3.3 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 показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

| Наименование                            | 2021  | 2022  | 2023  | 2024   | 2025   |
|---|-------|-------|-------|--------|--------|
| В федеральный бюджет, млн.Рублей        | 147,6 | 537,1 | 840,5 | 1010,4 | 1057,7 |
| В региональный бюджет, млн.Рублей       | 71,4  | 68,4  | 65,4  | 62,4   | 59,4   |
| Итого налоговых поступлений, млн.Рублей | 219,1 | 605,6 | 906,0 | 1073,0 | 1117,2 |

С увеличением налоговых поступлений в федеральный бюджет налоговые поступления в региональный бюджет уменьшаются.

### 8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

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

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски показаны в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

| Риск         | Параметры финансовой модели |
|--------------|-----------------------------|
| Рыночный     | Объем продаж                |
| Капитальный  | Капитальные затраты         |
| Операционный | Операционные расходы        |

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

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

- а) Объема инвестиций;

б) Цена сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно и представлены на рисунке 8.3.

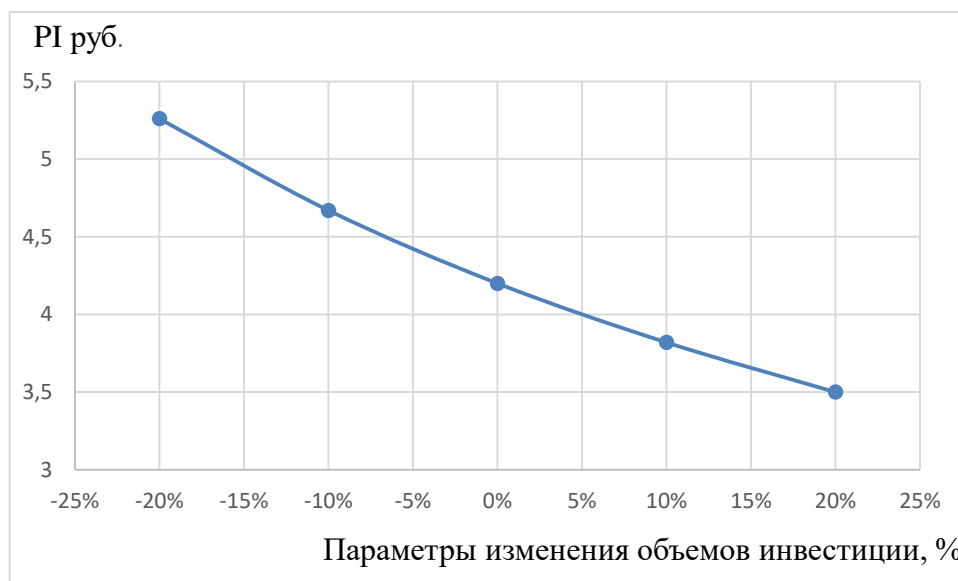


Рисунок 8.3 – Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

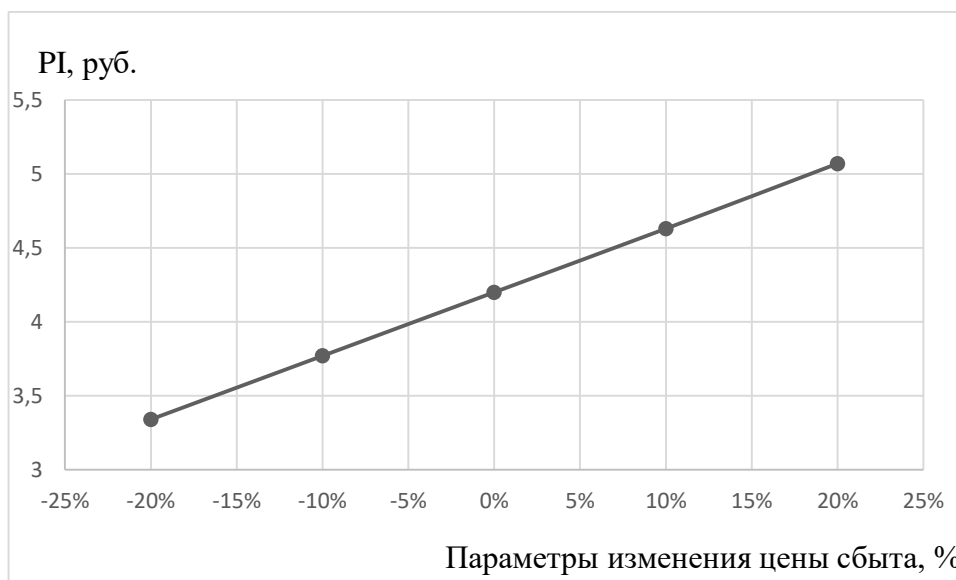


Рисунок 8.4 – Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.4.

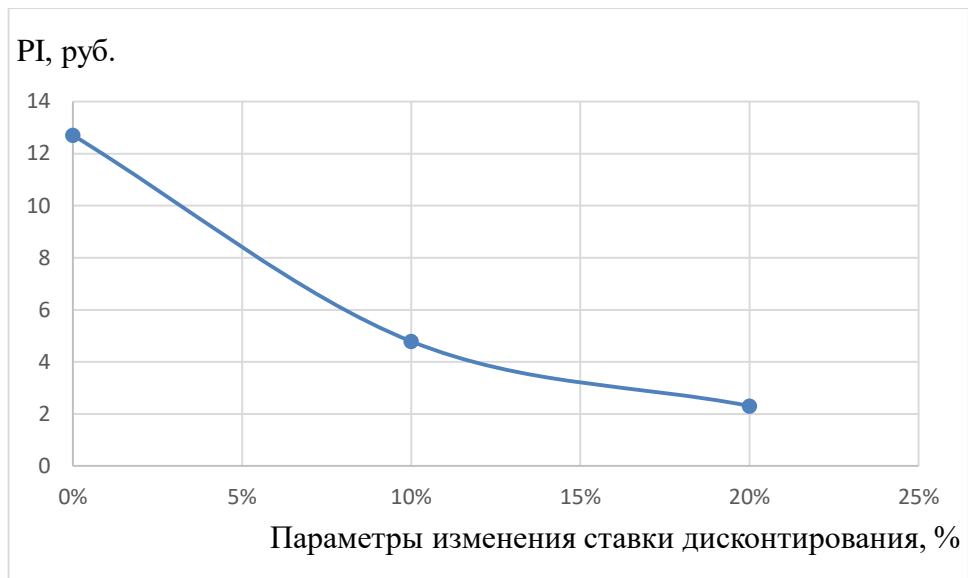


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению величины PI это мы можем наблюдать на рисунке 8.5.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- изменение ставки дисконтирования;
- изменение цены электроэнергии;
- изменение инвестиций.

## **9 Система АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора, обработки и представления данных, отчетов, взаимодействие с СО ЕЭС, НП АТС.**

### **9.1 Назначение системы**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Коммерческий учет электрической энергии (мощности) – процесс измерения количества электрической энергии и определения объема мощности, сбора, хранения, обработки, передачи результатов этих измерений и формирования, в том числе расчетным путем, данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) для целей взаиморасчетов за поставленную электрическую энергию (мощность), а также за связанные с указанными поставками услуги.

### **9.2 Требования к системе**

#### **Нормативно техническая документация по созданию и введению АИИС КУЭ на оптовый рынок электроэнергии**

Технические требования к АИИС КУЭ и процедура выведения АИИС КУЭ на ОРЭМ устанавливаются утверждённым НП «Совет Рынка» Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка и приложениями к нему, в частности:

- Приложение № 1.1. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка;
- Приложение № 11.1. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования;
- Приложение № 11.3. Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ;

○ Приложение № 11.4. Методические указания по предоставлению информации в АО «АТС» о состоянии системы учета электроэнергии заявителя (опросные листы).

### **Требования к АИИС КУЭ**

В соответствии с Приложения № 11.1 система должна обеспечивать:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий») и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры предоставление в коммерческий оператор (КО) данных о состоянии объектов измерений (далее – данные о состоянии средств и объектов измерений);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств и объектов измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств и объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры данных о состоянии объектов измерений в XML-формате по электронной почте КО и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры объектов измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ.

### **9.3 Выбор основных устройств системы**

В настоящее время на рынке систем АИИС КУЭ представлено большое количество устройств различных заводов изготовителей. Важной задачей является правильно выбрать оборудование, чтобы оно отвечало не только требованиям на устройства АИИС КУЭ, таким как бесперебойная работа, надежность, класс точности, но и удовлетворяло по экономическим показателям.

Мной были рассмотрены следующие приборы учета электроэнергии:

- АО «ННПО им. Фрунзе» (счетчик «СЭТ-4ТМ.02»);
- ООО «НПК Инкотекс» (счетчики «Меркурий 230 ART»);
- Концерн «Энергомера» (СЕ301-S31);
- Международной группы компаний Elster (счетчики Альфа и Евро Альфа);
- Компании Echelon Corporation (однофазные и многофазные счетчики KNUM (EM)).

#### **Технические характеристики рассмотренных счетчиков**

##### **СЭТ-4ТМ.02**

|                                    |   |
|------------------------------------|---|
| Класс точности по активной энергии | 0,2S или 0,5S;  |
| по реактивной энергии              | 0,5 или 1,0.  |
| Ток чувствительности, мА           | 0,001 $I_{ном}$   |
| Потребляемая мощность по цепям     | 2,0   |
| напряжения, ВА, не более           |   |
| Межповерочный интервал, лет        | 10  |
| Защита информации                  | три программных уровня и аппаратная блокировка циклическая, |
| Самодиагностика                    | непрерывная   |
| Средняя наработка до отказа, час   | 90000   |
| Средний срок службы, лет           | 30  |
| Производитель                      | Россия  |

СЭТ-4ТМ.02 ведут многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления по восьми тарифным зонам. Ведут архивы учтенной энергии с возможностью просмотра на индикаторе и считывания через интерфейсы связи: всего от сброса показаний; за текущий и предыдущий год; за текущий и каждый из 11 предыдущих месяцев; за текущие и предыдущие сутки. Формируют массив профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 30 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления. Глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет 3,7 месяца. Ведут журналы событий, журналы показателей качества электричества, журналы превышения порога мощности и статусный журнал. Измеряют мгновенные значения физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть.

Могут использоваться как измерители показателей качества электричества по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети с погрешностями измерений, установленными в технических условиях. Обеспечивают возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных через интерфейс RS-485 и оптопорт.



Особенности:

- Цифровая обработка сигналов.
- Два интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Встроенные часы реального времени.
- Четыре импульсных выхода.
- Энергонезависимая память.

### Меркурий 230 ART

|  |  |
|--|--|
| Класс точности по активной энергии                         | 0,5S или 1,0;  |
| по реактивной энергии                                      | 1,0 или 2,0.   |
| Ток чувствительности, мА                                   | 5,0(7,5А); 20,0(60А);<br>40(100А)  |
| Потребляемая мощность по цепям<br>напряжения, ВА, не более | 0,1  |
| Межповерочный интервал, лет                                | 10   |
| Защита информации  | два уровня доступа и<br>аппаратная защита<br>памяти метрологических<br>коэффициентов |
| Самодиагностика  | непрерывная  |
| Производитель  | Россия   |

Меркурий 230 ART ведет измерение, учёт, хранение, вывод на ЖКИ и передачу по интерфейсам активной и реактивной электроэнергии отдельно по каждому тарифу и сумму по всем тарифам.

Тарификатор счётчика обеспечивает возможность учёта по 4 тарифам в 16 временных зонах суток для 4-х типов дней.

Так же измеряют мгновенные значения физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть.

При необходимости в счётчике можно задать лимит максимальной мощности нагрузки и перевести счётчик в режим управления по лимитам. В случае превышения установленного лимита счётчик сделает соответствующую запись в журнале событий с отметкой даты и времени когда произошло это превышение. Журнал доступен к прочтения по любому из из цифровых интерфейсов счётчика кроме PLC.

Возможно управление нагрузкой через телеметрический выход внешними цепями коммутации.

### СЕ301-S31

|  |                     |
|--|---------------------|
| Класс точности по активной энергии                         | 0,2S или 0,5S;      |
| по реактивной энергии                                      | 0,5 или 1,0.        |
| Ток чувствительности, мА                                   | 5,0(10А); 20,0(60А) |
| Потребляемая мощность по цепям<br>напряжения, ВА, не более | 1,0                 |
| Межповерочный интервал, лет                                | 10                  |
| Средняя наработка до отказа, час                           | 220000              |
| Средний срок службы, лет                                   | 30                  |

Производитель Россия

Особенности электросчетчика:

- Наличие оптического интерфейса.
- Интерфейс RS485.
- Управление нагрузкой с использованием внешнего коммутационного устройства.
- Для монтажа на плоскую поверхность счетчик комплектуется специальной крышкой закрывающей доступ к тоководам.
- Сигнализация об отклонении от лимитов по мощности и потреблению.
- Защита памяти данных и памяти программ от несанкционированных изменений (пароль счетчика, аппаратная блокировка).
- Устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям.

### Альфа А1800

|                                    |                 |
|------------------------------------|-----------------|
| Класс точности по активной энергии | 0,2S или 0,5S;  |
| по реактивной энергии              | 0,5 или 1,0.    |
| Ток чувствительности, мА           | 0,001 $I_{ном}$ |
| Потребляемая мощность по цепям     | 3,6             |
| напряжения, ВА, не более           |                 |
| Межповерочный интервал, лет        | 12              |
| Самодиагностика                    | есть            |
| Средняя наработка до отказа, час   | 120000          |
| Средний срок службы, лет           | 30              |
| Производитель                      | Россия          |

**Опционально:** GSM/GPRS модемы серии «Метроника 100» для удаленного снятия показаний с А1800. Выдерживают перенапряжения в сети 0,4 кВ.

### Echelon EM 2023

|                                    |        |
|------------------------------------|--------|
| Класс точности по активной энергии | 1,0;   |
| по реактивной энергии              | 2,0.   |
| Потребляемая мощность по цепям     | 6,0    |
| напряжения, ВА, не более           |        |
| Межповерочный интервал, лет        | 16     |
| Средняя наработка до отказа, час   | 145000 |
| Средний срок службы, лет           | 30     |
| Производитель                      | США    |

Из представленных моделей оптимальным вариантом являются счетчики «Альфа А1800». Передовая технология на базе измерительного чипа ALPHA® гарантирует высокую точность и надёжность работы счётчика, а развитые функциональные возможности и защитные качества удовлетворяют самым строгим стандартам и отвечают всем требованиям современной и будущей энергетики.

Счётчик Альфа А1800 обладает увеличенной памятью, что позволяет ему вести запись трёх независимых массивов профиля нагрузки по энергии и

мощности с разными интервалами усреднения (1, 2, 3, 5, 6, 10, 15, 30 и 60 мин.) А также до 32 различных графиков параметров сети с двумя различными интервалами.

Кроме того, записанные за последний интервал данные параметров сети, которые хранятся в отдельном блоке памяти счётчика, можно считывать напрямую с частотой порядка нескольких секунд. Коммерческие данные по электроэнергии и мощности можно считывать при этом по второму цифровому интерфейсу, с другой частотой, например 30-мин. Что позволяет использовать счётчик Альфа А1800 одновременно в качестве прибора коммерческого учёта и как датчика (с замещающими данными) для систем оперативно-диспетчерского и технологического управления SCADA.

Встроенная плата дополнительного питания, замена батареи без вскрытия счётчика, 16-сегментный дисплей с подсветкой, открытый протокол ANSI для чтения счётчика – дополнительные опции, которые обеспечивают удобство работы с новым счётчиком.

В наряду представленных достоинств данная модель имеет относительно не высокую стоимость и удобство в эксплуатации.

#### **Выбор устройства сбора и передачи данных:**

- RTU-327 производства компании «Эльстер Метроника»;
- «ЭКМ-3000» производства ООО «Прософт-Системы»;
- СИКОН С70 — контроллеры производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии».

#### **RTU 327**

Основные характеристики:

- количество опрашиваемых приборов учета — до 2000
- длительность хранения:
  - 210 суток (7 месяцев) для А+А-R+R-
  - 3 суток для коротких интервалов
  - 3 суток для параметров электросети
- являются восстанавливаемыми изделиями, рассчитанными на непрерывный режим работы. Нарботка на отказ 100000 часов (250 С, полная нагрузка).
- срок службы не менее 20 лет.
- объединение измерений, полученных со счетчиков, в групповые измерения.

В памяти УСПД сохраняются как технический, так и коммерческий графики.

Учёт потреблённой и выданной активной и реактивной энергии за расчётный период для счётчиков и групп суммарно и по тарифным зонам.

#### **ЭКМ-3000**

Основные характеристики:

- количество каналов учета — до 3000;
- количество опрашиваемых приборов учета — до 100;
- обработка до 80 пользовательских алгоритмов;

- встроенные часы реального времени;
- встроенный GPS/ГЛОНАСС-приемник;
- не имеет вентиляторов и движущихся частей;
- операционная система реального времени.

Дополнительные возможности

- световая индикация режимов работы;
- аварийная сигнализация и самодиагностика.

### **СИКОН С70**

Основные характеристики и функциональные особенности

- количество каналов измерений (учёта): до 96;
- количество тарифных зон в сутки: до 12;
- количество групп учёта: до 48;
- совместимость с основными типами счётчиков;
- измерение приращения энергии и усредненной мощности;
- контроль текущих значений энергии и показаний счётчиков;
- ведение графиков мощности;
- ведение «Журнала событий»;
- возможность подключения в сеть Profibus (DIN 19245) до 32 контроллеров.

Контроллеры СИКОН С70 имеют 8 универсальных, программно настраиваемых, интерфейсов последовательной связи для организации информационного обмена с внешними устройствами.

Для АИИС КУЭ Петровской ГЭС выбрала УСПД серии RTU-327 Оно имеет одинаковое встроенное программное обеспечение, предназначены для работы в автоматическом режиме, могут поставляться как отдельно, так и в составе шкафов и ИВК «АльфаЦентр». Позволяют объединять электросчётчики и другие УСПД и ИВК по местам их расположения в объекты контроля с использованием цифровых интерфейсов типа Ethernet, RS-485, RS-232. Для автоматической коррекции измерений текущего времени имеется возможность подключения ГЛОНАСС/GPS-приёмника (необязательный элемент).

## **9.4 Структурная схема АИИС КУЭ Петровской ГЭС**

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Функции АИИС КУЭ реализуются на следующих уровнях:

1. Уровень измерительно-информационных комплексов (далее – ИИК), в состав которых входят:
  - счетчики электрической энергии (Альфа А1800);
  - измерительные трансформаторы тока и напряжения;
  - вторичные измерительные цепи;
  - технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

2. Уровень информационно-вычислительных комплексов электроустановок (далее – ИВКЭ), в состав которых входят:

- устройства сбора и передачи данных (RTU 327);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

3. Уровень информационно-вычислительного комплекса, в состав которого входят:

- сервер (сервера) баз данных с установленным программным обеспечением (ПО);
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

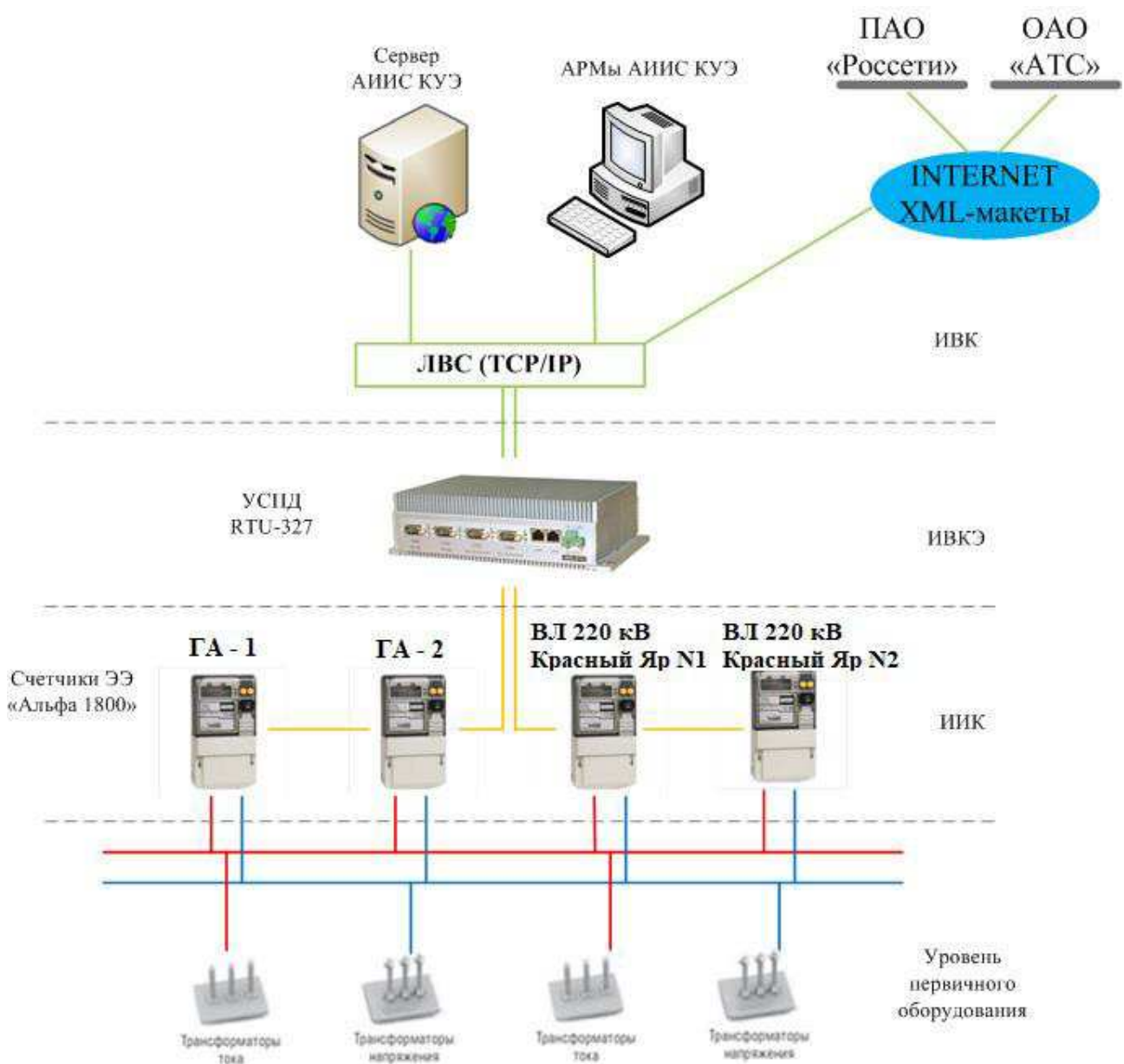


Рисунок 9.1 – Структурная схема АИИС КУЭ Петровской ГЭС

## **Описание работы АИИС КУЭ Петровской ГЭС**

Сигналы, пропорциональные напряжению и току в сети, снимаются с вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения и поступают на вход преобразователя счетчика Альфа А1800. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на выходы УСПД RTU 327, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер базы данных), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Далее по каналам связи (ЛВС), обеспечивается дальнейшая передача информации в ОАО «АТС», региональный филиал ПАО «Россети».

Взаимодействие между АИИС КУЭ, ОАО «АТС», региональным филиалом ПАО «Россети» осуществляется по следующим каналам связи:

1. основной канал связи организован на базе выделенного канала сети «Интернет». Основной канал связи обеспечивает, скорость передачи данных не менее 28800 бит/сек и имеет коэффициент готовности не хуже 0,95;

2. резервный канал связи организован через телефонную сеть общего пользования. Резервный канал связи обеспечивает, скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95.

Для обеспечения единства измерений в состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (СОЕВ).

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени с точностью не хуже  $\pm 0,5$  с/сутки.

### **9.5 Система АИИС КУЭ на оптовом рынке. Взаимодействие с НП АТС.**

Для получения доступа АИИС КУЭ Петровской ГЭС к оптовому рынку электроэнергии и мощности для обеспечения законной коммерческой информацией как субъекта рынка в соответствии с регламентами ОРЭ (НП АТС) необходимо выполнить комплекс мероприятий совместно с НП АТС.

Основой для построения системы коммерческого учета являются технические требования оптового рынка электроэнергии, отраженные в

сопутствующих документах к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка».

Отношения, связанные с коммерческим учетом электроэнергии на ОРЭ, регулируются нормативными документами, в числе которых:

- Гражданский кодекс РФ;
- ФЗ «Об электроэнергетике»;
- ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
- ФЗ «О техническом регулировании»;
- Правила оптового рынка электроэнергии (мощности) переходного

периода и др.

Данные документы выдвигают комплекс требований к составу, техническим характеристикам, компонентам системы АИИС КУЭ и этапам их построения, обеспечению надежности таких компонентов. Детально требования к организации процесса коммерческого учета и технические требования изложены в регламентах – приложениях к Договору о присоединении к торговой системе ОРЭМ. «Положение о порядке получения статуса субъекта...» также впервые ввело требования к точности измерений, то есть ввело метрологические характеристики компонентов создаваемой АИИС КУЭ.

**Для получения статуса субъекта оптового рынка необходимо выполнить следующие процедуры:**

- вступить в члены НП «Совет рынка»;
  - предоставить в ОАО «АТС» заявление и документы, предусмотренные Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка;
  - получить Акт о согласовании групп точек поставки (ГТП);
  - получить Акт установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности класса А или А+;
  - подписать Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.
- Также непременным условием получения статуса субъекта оптового рынка электрической энергии является наличие заключенного в установленном порядке договора об оказании услуг по передаче электрической энергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Петровской ГЭС высотой 37,0 м на реке Медведица, являющейся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Петровской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 171$  МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого равна 172,22 м. Полезный объём при данных отметках НПУ 179,0 м и УМО составляет 4,07 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1029 млн. кВт·ч.

На последующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры: максимальный  $H_{max} = 27,2$  м; расчётный  $H_{расч} = 22,0$  м; минимальный  $H_{min} = 18,5$  м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{max}$ , соответствующий расчётному напору, составляет 901 м<sup>3</sup>/с.

По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 8,5 м ПЛ30 б-В.

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 73,2 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1450/83-82 УХЛ4 с номинальной активной мощностью 85,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 2500/15-У3, ТС-2500/35-У1, ТСЗ 1600/6-У3, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

Распределительное устройство принято со схемой четырехугольник ОРУ 220. В качестве генераторного выключателя принят ВГБУ-220 укомплектованный трансформаторами тока, напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. В состав сооружений входят:

- глухая правобережная грунтовая плотина;
- бетонная водосливная плотина;
- русловое здание ГЭС;
- глухая левобережная грунтовая плотина;
- разделительный устой между водосливной и станционной частью;



- сопрягающие устои.
- длина по гребню:
- общая длина 849,80 м;
- бетонные сооружения 234,00 м;
- грунтовые сооружения 615,80 м;
- водосливной плотины 149,00 м;
- правобережной грунтовой плотины 213,00;
- левобережной грунтовой плотины 402,80 м;
- длина машзала – 85,00 м.

На данном этапе расчётным путём определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы –43,00 м;
- отметка подошвы –140,00 м;
- отметка гребня быка – 183,00м;
- отметка гребня водослива – 173,00 м;
- количество водосливных отверстий – 8;
- ширина отверстия в свету – 12 м;
- толщина быка – 5 м.

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

В плотинах на гравийных грунтах разрезку швами в основном производят по осям бычков, через 2-3 пролета. Ширина между температурно-осадочными швами составляет 34 метра. Ширина между секционными швами надрезами составляет 17 м.

В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,40 для основного сочетания нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Петровского гидроузла отвечает требованиям надёжности. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

Чистый дисконтированный доход NPV= 8,048 млрд.руб.

Индекс прибыльности PI = 1,77

Срок окупаемости проекта равен 6,83 лет

Себестоимость электроэнергии 0,148 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 19907,1 руб./кВт

Таким образом, строительство Петровской ГЭС с установленной мощностью 171 МВт в настоящее время является актуальным проектом.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ.ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014 г.
6. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр.[Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG\\_system.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf)
7. 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.
8. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
9. СТО 15352615-023-2011 Номенклатурный каталог «Тольятинский трансформатор»[Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://transformator.com.ru>
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
11. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
12. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200115864>
13. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие

для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

14. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ.ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.

15. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: [www.online-electric.ru](http://www.online-electric.ru)

16. 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; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

17. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП,2012.

18. СП 40.1333.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

19. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>

21.«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

22. ПУЭ 6 издание ГОСЭНЕРГОНАДЗОР, Москва 2000г.

23. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности).

24. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. АНО Учебный центр НП «Совет рынка», г.Москва, 2012г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А – П

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидрологический ряд

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Медведица за период 1927 – 2013 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

| Год  | I   | II  | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII | Q <sub>ср.год</sub> |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|---------------------|
| 1927 | 282 | 247 | 308 | 507 | 713 | 778 | 845 | 913  | 559 | 415 | 320 | 224 | 509                 |
| 1928 | 282 | 248 | 310 | 512 | 715 | 780 | 850 | 912  | 569 | 413 | 319 | 225 | 511                 |
| 1929 | 281 | 248 | 312 | 517 | 716 | 781 | 856 | 911  | 580 | 412 | 319 | 226 | 513                 |
| 1930 | 281 | 249 | 314 | 523 | 718 | 782 | 862 | 909  | 590 | 410 | 318 | 227 | 515                 |
| 1931 | 280 | 249 | 316 | 528 | 719 | 783 | 867 | 908  | 600 | 409 | 318 | 228 | 517                 |
| 1932 | 280 | 249 | 318 | 533 | 721 | 784 | 873 | 907  | 611 | 408 | 317 | 229 | 519                 |
| 1933 | 279 | 250 | 320 | 539 | 722 | 785 | 878 | 906  | 621 | 406 | 316 | 230 | 521                 |
| 1934 | 279 | 250 | 322 | 544 | 724 | 787 | 884 | 905  | 632 | 405 | 316 | 231 | 523                 |
| 1935 | 279 | 251 | 324 | 549 | 726 | 788 | 890 | 904  | 642 | 404 | 315 | 232 | 525                 |
| 1936 | 278 | 251 | 326 | 555 | 727 | 789 | 895 | 902  | 652 | 402 | 314 | 233 | 527                 |
| 1937 | 278 | 251 | 328 | 560 | 729 | 790 | 901 | 901  | 663 | 401 | 314 | 234 | 529                 |
| 1938 | 277 | 252 | 330 | 565 | 730 | 791 | 906 | 900  | 673 | 399 | 313 | 236 | 531                 |
| 1939 | 277 | 252 | 332 | 571 | 732 | 792 | 912 | 899  | 684 | 398 | 312 | 237 | 533                 |
| 1940 | 276 | 252 | 334 | 576 | 733 | 794 | 917 | 898  | 694 | 397 | 312 | 238 | 535                 |
| 1941 | 276 | 253 | 336 | 581 | 735 | 795 | 923 | 896  | 704 | 395 | 311 | 239 | 537                 |
| 1942 | 275 | 253 | 338 | 587 | 736 | 796 | 929 | 895  | 715 | 394 | 310 | 240 | 539                 |
| 1943 | 275 | 254 | 340 | 592 | 738 | 797 | 934 | 894  | 725 | 393 | 310 | 241 | 541                 |
| 1944 | 275 | 254 | 342 | 597 | 740 | 798 | 940 | 893  | 736 | 391 | 309 | 242 | 543                 |
| 1945 | 274 | 254 | 344 | 603 | 741 | 799 | 945 | 892  | 746 | 390 | 308 | 243 | 545                 |
| 1946 | 274 | 255 | 346 | 608 | 743 | 801 | 951 | 891  | 756 | 388 | 308 | 244 | 547                 |
| 1947 | 273 | 255 | 348 | 613 | 744 | 802 | 957 | 889  | 767 | 387 | 307 | 245 | 549                 |
| 1948 | 273 | 256 | 350 | 618 | 746 | 803 | 962 | 888  | 777 | 386 | 306 | 246 | 551                 |
| 1949 | 272 | 256 | 352 | 624 | 747 | 804 | 968 | 887  | 788 | 384 | 306 | 247 | 553                 |
| 1950 | 272 | 256 | 353 | 629 | 749 | 805 | 973 | 886  | 798 | 383 | 305 | 248 | 555                 |
| 1951 | 272 | 257 | 355 | 634 | 750 | 806 | 979 | 885  | 808 | 382 | 305 | 249 | 557                 |
| 1952 | 271 | 257 | 357 | 640 | 752 | 808 | 985 | 884  | 819 | 380 | 304 | 250 | 559                 |
| 1953 | 271 | 258 | 359 | 645 | 754 | 809 | 990 | 882  | 829 | 379 | 303 | 251 | 561                 |
| 1954 | 261 | 295 | 344 | 566 | 621 | 814 | 833 | 907  | 626 | 420 | 314 | 243 | 520                 |
| 1955 | 262 | 292 | 348 | 577 | 632 | 816 | 850 | 904  | 653 | 416 | 313 | 245 | 526                 |

## Продолжение приложения А

### Продолжение таблицы А.1

| Год  | I   | II  | III | IV   | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X   | XI  | XII | Ср.год |
|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|
| 1956 | 262 | 290 | 351 | 588  | 643  | 818  | 867  | 901  | 680  | 412 | 311 | 247 | 531    |
| 1957 | 263 | 287 | 354 | 600  | 655  | 820  | 884  | 898  | 707  | 408 | 310 | 249 | 536    |
| 1958 | 263 | 285 | 358 | 611  | 666  | 822  | 901  | 895  | 733  | 403 | 309 | 250 | 541    |
| 1959 | 264 | 282 | 361 | 622  | 677  | 824  | 918  | 892  | 760  | 399 | 308 | 252 | 547    |
| 1960 | 264 | 280 | 365 | 633  | 688  | 826  | 935  | 889  | 787  | 395 | 307 | 254 | 552    |
| 1961 | 264 | 277 | 368 | 644  | 699  | 828  | 953  | 885  | 814  | 391 | 306 | 256 | 557    |
| 1962 | 265 | 275 | 371 | 655  | 711  | 830  | 970  | 882  | 840  | 386 | 304 | 258 | 562    |
| 1963 | 265 | 272 | 375 | 666  | 722  | 831  | 987  | 879  | 867  | 382 | 303 | 259 | 567    |
| 1964 | 266 | 270 | 378 | 677  | 733  | 833  | 1004 | 876  | 894  | 378 | 302 | 261 | 573    |
| 1965 | 266 | 267 | 382 | 688  | 744  | 835  | 1021 | 873  | 921  | 374 | 301 | 263 | 578    |
| 1966 | 267 | 265 | 385 | 699  | 755  | 837  | 1038 | 870  | 947  | 370 | 300 | 265 | 583    |
| 1967 | 267 | 263 | 388 | 710  | 766  | 839  | 1055 | 867  | 974  | 365 | 298 | 267 | 588    |
| 1968 | 297 | 292 | 311 | 1087 | 792  | 796  | 1302 | 930  | 955  | 395 | 361 | 182 | 642    |
| 1969 | 373 | 302 | 588 | 954  | 1044 | 976  | 1347 | 770  | 1354 | 460 | 323 | 319 | 734    |
| 1970 | 205 | 221 | 311 | 678  | 466  | 724  | 614  | 765  | 688  | 182 | 260 | 257 | 448    |
| 1971 | 189 | 200 | 286 | 466  | 678  | 860  | 703  | 680  | 651  | 296 | 286 | 148 | 454    |
| 1972 | 157 | 178 | 395 | 541  | 597  | 664  | 940  | 535  | 770  | 274 | 256 | 251 | 463    |
| 1973 | 329 | 281 | 370 | 747  | 881  | 975  | 1672 | 1280 | 1547 | 479 | 244 | 428 | 769    |
| 1974 | 146 | 146 | 361 | 584  | 707  | 678  | 992  | 865  | 999  | 304 | 256 | 234 | 523    |
| 1975 | 335 | 254 | 622 | 779  | 1150 | 1296 | 1702 | 1230 | 1206 | 407 | 281 | 410 | 806    |
| 1976 | 329 | 270 | 378 | 557  | 921  | 913  | 1177 | 1342 | 565  | 300 | 336 | 279 | 614    |
| 1977 | 162 | 281 | 336 | 795  | 609  | 716  | 681  | 1243 | 560  | 171 | 185 | 211 | 496    |
| 1978 | 373 | 259 | 445 | 790  | 1212 | 1042 | 1221 | 1180 | 1902 | 403 | 315 | 325 | 789    |
| 1979 | 437 | 308 | 353 | 1246 | 1322 | 808  | 1362 | 775  | 1354 | 308 | 307 | 405 | 749    |
| 1980 | 227 | 232 | 571 | 647  | 1037 | 711  | 1754 | 785  | 1695 | 285 | 353 | 371 | 722    |
| 1981 | 238 | 270 | 496 | 1113 | 833  | 640  | 1243 | 1020 | 1214 | 395 | 223 | 200 | 657    |
| 1982 | 448 | 281 | 714 | 1060 | 998  | 1227 | 1480 | 1370 | 1680 | 521 | 496 | 376 | 887    |
| 1983 | 157 | 173 | 328 | 604  | 650  | 778  | 984  | 851  | 520  | 198 | 168 | 165 | 465    |
| 1984 | 313 | 227 | 462 | 1235 | 1240 | 974  | 1880 | 760  | 1813 | 319 | 374 | 302 | 825    |
| 1985 | 227 | 173 | 412 | 769  | 767  | 824  | 1066 | 690  | 1317 | 232 | 172 | 279 | 577    |
| 1986 | 216 | 173 | 286 | 859  | 781  | 801  | 1169 | 625  | 992  | 205 | 252 | 268 | 552    |
| 1987 | 329 | 508 | 680 | 1203 | 1057 | 1223 | 1961 | 1570 | 1354 | 346 | 391 | 302 | 910    |

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

| Год  | I   | II  | III | IV   | V    | VI   | VII  | VIII | IX   | X   | XI  | XII | Ср.год |
|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|--------|
| 1988 | 194 | 178 | 378 | 901  | 889  | 637  | 1317 | 870  | 1495 | 308 | 269 | 314 | 646    |
| 1989 | 140 | 162 | 361 | 519  | 631  | 677  | 762  | 585  | 562  | 239 | 227 | 239 | 426    |
| 1990 | 313 | 216 | 344 | 625  | 792  | 610  | 1147 | 665  | 1339 | 217 | 189 | 359 | 568    |
| 1991 | 135 | 173 | 328 | 628  | 627  | 621  | 688  | 610  | 390  | 160 | 130 | 177 | 389    |
| 1992 | 211 | 340 | 445 | 668  | 1018 | 781  | 866  | 1090 | 932  | 236 | 286 | 194 | 589    |
| 1993 | 270 | 373 | 596 | 1288 | 918  | 1090 | 1961 | 695  | 1554 | 380 | 365 | 296 | 816    |
| 1994 | 157 | 232 | 319 | 482  | 851  | 858  | 1236 | 630  | 490  | 247 | 197 | 182 | 490    |
| 1995 | 173 | 324 | 378 | 1012 | 894  | 737  | 1147 | 710  | 1191 | 342 | 336 | 308 | 629    |
| 1996 | 378 | 421 | 521 | 1431 | 871  | 969  | 1628 | 1090 | 2346 | 574 | 357 | 502 | 924    |
| 1997 | 200 | 184 | 244 | 869  | 756  | 1036 | 666  | 615  | 528  | 255 | 168 | 285 | 484    |
| 1998 | 302 | 400 | 428 | 800  | 952  | 796  | 1813 | 1265 | 2050 | 380 | 315 | 462 | 830    |
| 1999 | 362 | 324 | 546 | 1246 | 770  | 618  | 1569 | 1180 | 1302 | 441 | 202 | 331 | 741    |
| 2000 | 243 | 313 | 664 | 1383 | 818  | 1294 | 1591 | 835  | 1495 | 433 | 244 | 399 | 809    |
| 2001 | 184 | 200 | 487 | 859  | 692  | 633  | 799  | 733  | 500  | 220 | 164 | 274 | 479    |
| 2002 | 286 | 383 | 328 | 869  | 841  | 1223 | 1132 | 995  | 940  | 433 | 336 | 291 | 671    |
| 2003 | 243 | 157 | 319 | 561  | 758  | 729  | 977  | 640  | 858  | 217 | 151 | 228 | 486    |
| 2004 | 254 | 286 | 319 | 479  | 779  | 746  | 999  | 992  | 585  | 247 | 256 | 182 | 510    |
| 2005 | 205 | 205 | 260 | 466  | 697  | 651  | 703  | 656  | 681  | 156 | 134 | 154 | 414    |
| 2006 | 211 | 319 | 428 | 959  | 850  | 1056 | 1450 | 795  | 869  | 247 | 332 | 222 | 645    |
| 2007 | 205 | 248 | 462 | 769  | 858  | 1262 | 1302 | 800  | 1480 | 395 | 231 | 262 | 690    |
| 2008 | 232 | 286 | 580 | 938  | 1122 | 894  | 984  | 760  | 1465 | 251 | 311 | 393 | 685    |
| 2009 | 286 | 194 | 302 | 906  | 906  | 909  | 1043 | 885  | 1117 | 410 | 311 | 342 | 634    |
| 2010 | 308 | 513 | 739 | 1002 | 855  | 1173 | 1717 | 940  | 1880 | 395 | 382 | 433 | 861    |
| 2011 | 227 | 189 | 454 | 742  | 656  | 940  | 999  | 925  | 999  | 312 | 286 | 228 | 580    |
| 2012 | 261 | 305 | 543 | 878  | 816  | 1031 | 1325 | 939  | 1560 | 360 | 344 | 340 | 725    |
| 2013 | 265 | 311 | 562 | 887  | 829  | 1057 | 1362 | 968  | 1628 | 371 | 357 | 351 | 746    |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Данные для построения кривых обеспеченности

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

| m  | P, % | года      | $Q_{\text{ср.год.}}$ ,<br>$\text{м}^3/\text{с}$ | года      | $Q_{\text{ср.пол.}}$ ,<br>$\text{м}^3/\text{с}$ | года      | $Q_{\text{ср.меж.}}$ ,<br>$\text{м}^3/\text{с}$ |
|----|------|-----------|---|-----------|---|-----------|---|
| 1  | 1,1  | 1996-1997 | 866   | 1987-1988 | 1395  | 2009-2010 | 437   |
| 2  | 2,3  | 1987-1988 | 846   | 1996-1997 | 1389  | 1998-1999 | 398   |
| 3  | 3,4  | 1998-1999 | 839   | 1984-1985 | 1317  | 1995-1996 | 384   |
| 4  | 4,6  | 1982-1983 | 822   | 1982-1983 | 1302  | 1981-1982 | 377   |
| 5  | 5,7  | 1984-1985 | 809   | 1998-1999 | 1279  | 1986-1987 | 374   |
| 6  | 6,9  | 2010-2011 | 804   | 2010-2011 | 1261  | 1968-1969 | 367   |
| 7  | 8,0  | 1978-1979 | 791   | 1993-1994 | 1251  | 1999-2000 | 365   |
| 8  | 9,2  | 1975-1976 | 787   | 2000-2001 | 1236  | 2012-2013 | 364   |
| 9  | 10,3 | 2000-2001 | 780   | 1975-1976 | 1227  | 1978-1979 | 357   |
| 10 | 11,5 | 1993-1994 | 771   | 1978-1979 | 1224  | 2010-2011 | 347   |
| 11 | 12,6 | 1979-1980 | 743   | 1973-1974 | 1184  | 1975-1976 | 346   |
| 12 | 13,8 | 1973-1974 | 742   | 1979-1980 | 1144  | 1996-1997 | 343   |
| 13 | 14,9 | 1999-2000 | 740   | 1999-2000 | 1114  | 1982-1983 | 342   |
| 14 | 16,1 | 2012-2013 | 727   | 1980-1981 | 1105  | 1979-1980 | 342   |
| 15 | 17,2 | 1980-1981 | 720   | 2012-2013 | 1091  | 1980-1981 | 335   |
| 16 | 18,4 | 2007-2008 | 705   | 2007-2008 | 1078  | 1974-1975 | 334   |
| 17 | 19,5 | 1981-1982 | 694   | 1969-1970 | 1074  | 2007-2008 | 331   |
| 18 | 20,7 | 1969-1970 | 690   | 2008-2009 | 1027  | 1992-1993 | 326   |
| 19 | 21,8 | 1968-1969 | 672   | 1988-1989 | 1018  | 2000-2001 | 324   |
| 20 | 23,0 | 2009-2010 | 671   | 1981-1982 | 1010  | 2011-2012 | 322   |
| 21 | 24,1 | 1995-1996 | 666   | 2002-2003 | 1000  | 1954-1955 | 313   |
| 22 | 25,3 | 2008-2009 | 658   | 2006-2007 | 997   | 1955-1956 | 313   |
| 23 | 26,4 | 2002-2003 | 648   | 1968-1969 | 977   | 1956-1957 | 312   |
| 24 | 27,6 | 2006-2007 | 641   | 1995-1996 | 949   | 1957-1958 | 312   |
| 25 | 28,7 | 1988-1989 | 639   | 1976-1977 | 912   | 1958-1959 | 312   |
| 26 | 29,9 | 1986-1987 | 622   | 1985-1986 | 905   | 1959-1960 | 311   |
| 27 | 31,0 | 1992-1993 | 609   | 2009-2010 | 905   | 1960-1961 | 311   |
| 28 | 32,2 | 2011-2012 | 600   | 1992-1993 | 893   | 1961-1962 | 311   |
| 29 | 33,3 | 1976-1977 | 597   | 2011-2012 | 877   | 1962-1963 | 310   |
| 30 | 34,5 | 1967-1968 | 587   | 1986-1987 | 871   | 1963-1964 | 310   |
| 31 | 35,6 | 1966-1967 | 583   | 1967-1968 | 869   | 1964-1965 | 309   |
| 32 | 36,8 | 1965-1966 | 578   | 1990-1991 | 863   | 1965-1966 | 309   |
| 33 | 37,9 | 1964-1965 | 573   | 1966-1967 | 858   | 1966-1967 | 309   |
| 34 | 39,1 | 1974-1975 | 569   | 1965-1966 | 847   | 1969-1970 | 307   |
| 35 | 40,2 | 1963-1964 | 568   | 1964-1965 | 836   | 1997-1998 | 306   |
| 36 | 41,4 | 1985-1986 | 566   | 1963-1964 | 825   | 1953-1954 | 306   |
| 37 | 42,5 | 1953-1954 | 562   | 1953-1954 | 818   | 1967-1968 | 305   |



Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

| m  | P, % | года      | $Q_{\text{ср.год.}}$<br>м <sup>3</sup> /с | года      | $Q_{\text{ср.пол.}}$<br>м <sup>3</sup> /с | года      | $Q_{\text{ср.меж.}}$<br>м <sup>3</sup> /с |
|----|------|-----------|---|-----------|---|-----------|---|
| 38 | 43,7 | 1962-1963 | 562                                       | 1962-1963 | 815                                       | 1952-1953 | 304                                       |
| 39 | 44,8 | 1952-1953 | 559                                       | 1952-1953 | 814                                       | 1951-1952 | 303                                       |
| 40 | 46,0 | 1951-1952 | 557                                       | 1951-1952 | 811                                       | 1950-1951 | 303                                       |
| 41 | 47,1 | 1961-1962 | 557                                       | 1950-1951 | 807                                       | 1949-1950 | 303                                       |
| 42 | 48,3 | 1950-1951 | 555                                       | 1974-1975 | 804                                       | 1948-1949 | 303                                       |
| 43 | 49,4 | 1949-1950 | 553                                       | 1961-1962 | 804                                       | 1947-1948 | 303                                       |
| 44 | 50,6 | 1960-1961 | 552                                       | 1949-1950 | 803                                       | 1946-1947 | 303                                       |
| 45 | 51,7 | 1948-1949 | 551                                       | 1948-1949 | 799                                       | 1945-1946 | 303                                       |
| 46 | 52,9 | 1947-1948 | 549                                       | 1947-1948 | 795                                       | 1944-1945 | 302                                       |
| 47 | 54,0 | 1990-1991 | 548                                       | 1960-1961 | 793                                       | 1943-1944 | 302                                       |
| 48 | 55,2 | 1946-1947 | 547                                       | 1946-1947 | 792                                       | 1942-1943 | 302                                       |
| 49 | 56,3 | 1959-1960 | 547                                       | 1945-1946 | 788                                       | 1941-1942 | 302                                       |
| 50 | 57,5 | 1945-1946 | 545                                       | 1944-1945 | 784                                       | 1940-1941 | 302                                       |
| 51 | 58,6 | 1944-1945 | 543                                       | 1959-1960 | 782                                       | 1939-1940 | 302                                       |
| 52 | 59,8 | 1943-1944 | 541                                       | 1943-1944 | 780                                       | 1938-1939 | 301                                       |
| 53 | 60,9 | 1958-1959 | 541                                       | 1942-1943 | 776                                       | 1937-1938 | 301                                       |
| 54 | 62,1 | 1942-1943 | 539                                       | 1941-1942 | 772                                       | 1936-1937 | 301                                       |
| 55 | 63,2 | 1941-1942 | 537                                       | 1958-1959 | 771                                       | 1984-1985 | 301                                       |
| 56 | 64,4 | 1957-1958 | 536                                       | 1940-1941 | 769                                       | 1935-1936 | 301                                       |
| 57 | 65,5 | 1940-1941 | 535                                       | 1977-1978 | 767                                       | 1934-1935 | 301                                       |
| 58 | 66,7 | 1939-1940 | 533                                       | 1939-1940 | 765                                       | 1933-1934 | 301                                       |
| 59 | 67,8 | 1938-1939 | 531                                       | 2004-2005 | 763                                       | 1932-1933 | 300                                       |
| 60 | 69,0 | 1956-1957 | 531                                       | 1938-1939 | 761                                       | 1973-1974 | 300                                       |
| 61 | 70,1 | 1937-1938 | 529                                       | 1957-1958 | 760                                       | 1931-1932 | 300                                       |
| 62 | 71,3 | 1936-1937 | 527                                       | 1994-1995 | 758                                       | 1930-1931 | 300                                       |
| 63 | 72,4 | 1955-1956 | 526                                       | 1937-1938 | 757                                       | 1929-1930 | 300                                       |
| 64 | 73,6 | 1997-1998 | 526                                       | 2003-2004 | 754                                       | 1928-1929 | 300                                       |
| 65 | 74,7 | 1935-1936 | 525                                       | 1936-1937 | 753                                       | 1927-1928 | 300                                       |
| 66 | 75,9 | 1934-1935 | 523                                       | 1956-1957 | 750                                       | 1987-1988 | 298                                       |
| 67 | 77,0 | 1933-1934 | 521                                       | 1935-1936 | 750                                       | 2002-2003 | 296                                       |
| 68 | 78,2 | 1954-1955 | 521                                       | 1934-1935 | 746                                       | 1972-1973 | 293                                       |
| 69 | 79,3 | 1977-1978 | 521                                       | 1997-1998 | 745                                       | 1993-1994 | 292                                       |
| 70 | 80,5 | 1932-1933 | 519                                       | 1933-1934 | 742                                       | 2008-2009 | 290                                       |
| 71 | 81,6 | 1931-1932 | 517                                       | 1955-1956 | 739                                       | 2006-2007 | 286                                       |
| 72 | 82,8 | 1930-1931 | 515                                       | 1932-1933 | 738                                       | 1976-1977 | 282                                       |
| 73 | 83,9 | 1929-1930 | 513                                       | 1931-1932 | 734                                       | 2001-2002 | 276                                       |
| 74 | 85,1 | 1928-1929 | 511                                       | 1983-1984 | 731                                       | 1977-1978 | 274                                       |
| 75 | 86,2 | 1927-1928 | 509                                       | 1930-1931 | 731                                       | 1989-1990 | 263                                       |
| 76 | 87,4 | 1994-1995 | 504                                       | 1954-1955 | 728                                       | 1988-1989 | 259                                       |

## Окончание приложения Б

### Окончание таблицы Б.1

| m  | P, % | года      | $Q_{\text{ср.год.}}$<br>м <sup>3</sup> /с | года      | $Q_{\text{ср.пол.}}$<br>м <sup>3</sup> /с | года      | $Q_{\text{ср.меж.}}$<br>м <sup>3</sup> /с |
|----|------|-----------|---|-----------|---|-----------|---|
| 77 | 88,5 | 2003-2004 | 498                                       | 1929-1930 | 727                                       | 1983-1984 | 255                                       |
| 78 | 89,7 | 2004-2005 | 495                                       | 1928-1929 | 723                                       | 1994-1995 | 250                                       |
| 79 | 90,8 | 1983-1984 | 493                                       | 1927-1928 | 719                                       | 1991-1992 | 244                                       |
| 80 | 92,0 | 2001-2002 | 489                                       | 2001-2002 | 703                                       | 1971-1972 | 243                                       |
| 81 | 93,1 | 1972-1973 | 484                                       | 1972-1973 | 674                                       | 2003-2004 | 243                                       |
| 82 | 94,3 | 1971-1972 | 458                                       | 1971-1972 | 673                                       | 2005-2006 | 234                                       |
| 83 | 95,4 | 1989-1990 | 443                                       | 1970-1971 | 656                                       | 1990-1991 | 233                                       |
| 84 | 96,6 | 1970-1971 | 442                                       | 2005-2006 | 644                                       | 1970-1971 | 229                                       |
| 85 | 97,7 | 2005-2006 | 439                                       | 1989-1990 | 623                                       | 1985-1986 | 226                                       |
| 86 | 98,9 | 1991-1992 | 419                                       | 1991-1992 | 594                                       | 2004-2005 | 226                                       |

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

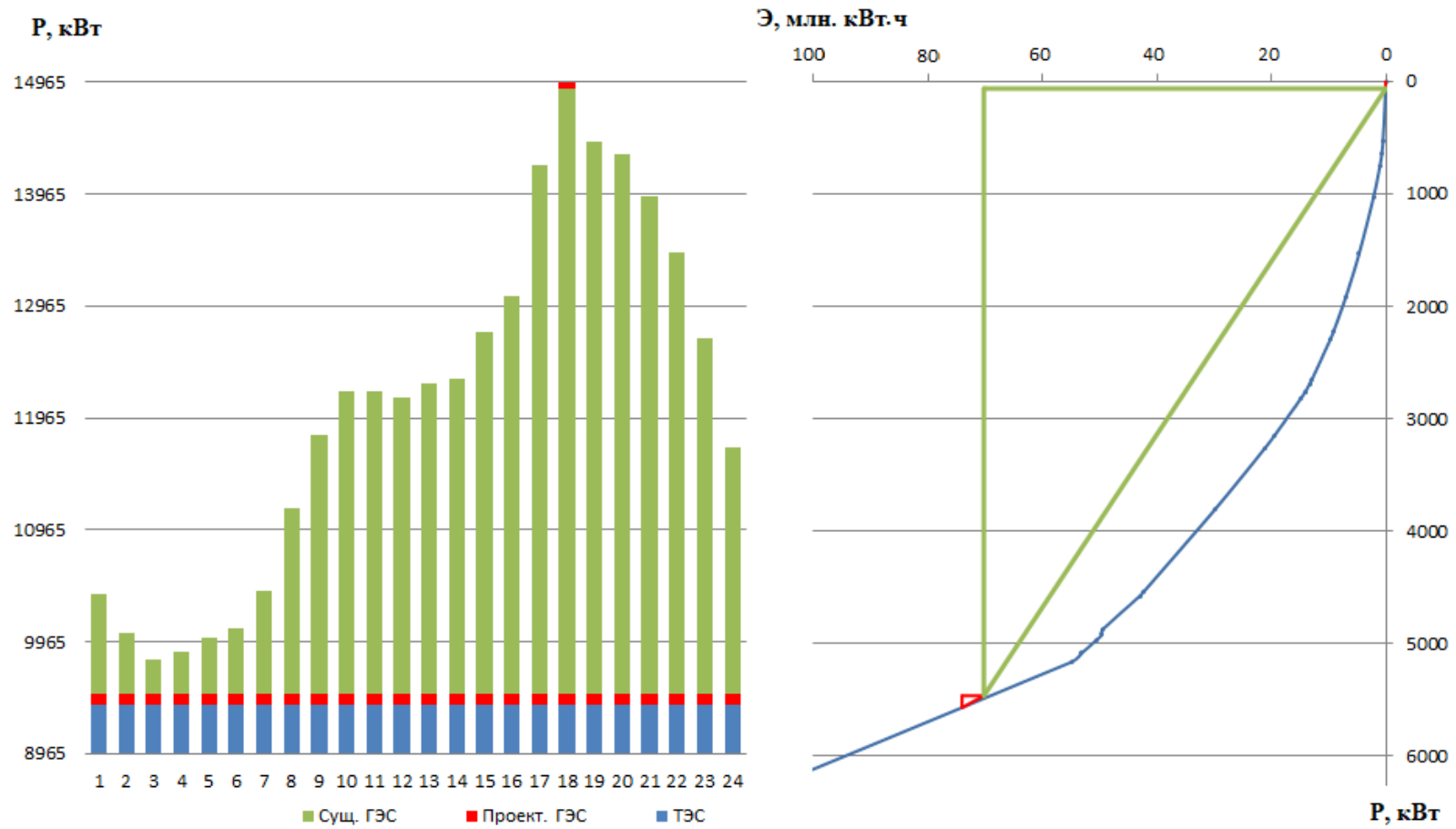


Рисунок В.1 - Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Оценка работы по водотоку

Таблица Г.1 – Оценка работы по водотоку

| Показатель                                     | Зима  |       |       | Лето  |       |       |       |       |       | Зима  |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|  | I     | II    | III   | IV    | V     | VI    | VII   | VIII  | IX    | X     | XI    | XII   |
| $Q_{\text{пр}}^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$   | 299   | 216   | 441   | 594   | 640   | 765   | 968   | 511   | 837   | 189   | 160   | 158   |
| $Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$           | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |
| $Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$         | 0     | 0     | 1     | 2     | 2     | 3     | 3     | 3     | 2     | 1     | 0     | 0     |
| $Q_{\text{лёд}}, \text{ м}^3/\text{с}$         | -5    | 0     | 1     | 2     | 2     | 1     | 1     | 1     | 1     | 0     | 0     | -4    |
| $Q_{\text{потр.из в/х}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     | 1     |
| $Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$                     | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   |
| $Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$                     | 150,4 | 149,5 | 151,5 | 152,0 | 152,2 | 152,8 | 153,6 | 151,5 | 153,1 | 149,2 | 148,8 | 148,8 |
| $H, \text{ м}$                                 | 28,00 | 28,87 | 26,86 | 26,43 | 26,19 | 25,60 | 24,75 | 26,90 | 25,28 | 29,20 | 29,57 | 29,61 |
| $N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$                  | 72    | 54    | 104   | 138   | 147   | 171   | 210   | 120   | 186   | 48    | 41    | 40    |
| $Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$         | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   | 450   |
| $Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$                     | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   | 179   |
| $Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$                     | 151,6 | 151,6 | 151,6 | 151,1 | 151,1 | 151,1 | 151,1 | 151,1 | 151,1 | 151,6 | 151,6 | 151,6 |
| $H, \text{ м}$                                 | 26,79 | 26,79 | 26,79 | 27,29 | 27,29 | 27,29 | 27,29 | 27,29 | 27,29 | 26,79 | 26,79 | 26,79 |
| $N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$                  | 106   | 106   | 106   | 108   | 108   | 108   | 108   | 108   | 108   | 106   | 106   | 106   |
| $N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$              | -34   | -52   | -2    | 30    | 39    | 63    | 102   | 12    | 77    | -58   | -65   | -67   |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

Таблица Д.1 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году (1 итерация)

| Месяц | $Q_{\text{пр.90\% быт}}$ | $Q_{\Sigma \text{ пот.}}$ | $Q_{\text{полез.90\% быт}}$ | $Q_{\text{водохран.}}$ | $Q_{\text{ГЭС}}$ | $Q_{\text{НБ}}$ | $Q_{\text{ВХК}}$ | $V_{\text{нач.}}$ | $\Delta V$ | $V_{\text{конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ нач.}}$ | $Z_{\text{ВБ конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $H$  | $N$   | $N_{\text{гар.}}$ |
|-------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------|---------------------|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|------|-------|-------------------|
| 10    | 189                      | 2                         | 187                         | 162                    | 349              | 350             | 350              | 10,19             | 0,43       | 9,76                | 179,00               | 178,39                 | 178,70              | 150,4               | 27,7 | 85,1  |                   |
| 11    | 160                      | 1                         | 159                         | 190                    | 349              | 350             | 350              | 9,76              | 0,49       | 9,26                | 178,39               | 177,70                 | 178,04              | 150,4               | 27,1 | 83,1  |                   |
| 12    | 158                      | 5                         | 153                         | 400                    | 553              | 554             | 300              | 9,26              | 1,07       | 8,19                | 177,70               | 176,14                 | 176,92              | 151,7               | 24,6 | 119,6 | 117               |
| 1     | 299                      | 6                         | 293                         | 300                    | 593              | 594             | 300              | 8,19              | 0,80       | 7,39                | 176,14               | 174,88                 | 175,51              | 152,0               | 22,9 | 119,7 | 117               |
| 2     | 216                      | 1                         | 215                         | 134                    | 349              | 350             | 350              | 7,39              | 0,34       | 7,05                | 174,88               | 174,31                 | 174,60              | 150,4               | 23,6 | 72,5  |                   |
| 3     | 441                      | 1                         | 440                         | -91                    | 349              | 350             | 350              | 7,05              | -0,24      | 7,30                | 174,31               | 174,73                 | 174,52              | 150,4               | 23,5 | 72,3  |                   |
| 4     | 594                      | 1                         | 593                         | -244                   | 349              | 350             | 350              | 7,30              | -0,63      | 7,93                | 174,73               | 175,74                 | 175,23              | 150,4               | 24,3 | 74,5  |                   |
| 5     | 640                      | 1                         | 639                         | -290                   | 349              | 350             | 350              | 7,93              | -0,78      | 8,71                | 175,74               | 176,90                 | 176,32              | 150,4               | 25,3 | 77,8  |                   |
| 6     | 765                      | 3                         | 762                         | -413                   | 349              | 350             | 350              | 8,71              | -1,07      | 9,78                | 176,90               | 178,42                 | 177,66              | 150,4               | 26,7 | 81,9  |                   |
| 7     | 968                      | 3                         | 965                         | -616                   | 349              | 350             | 350              | 9,78              | -1,65      | 11,43               | 178,42               | 180,56                 | 179,49              | 150,4               | 28,5 | 87,6  |                   |
| 8     | 511                      | 3                         | 508                         | -159                   | 349              | 350             | 350              | 11,43             | -0,43      | 11,85               | 180,56               | 180,91                 | 180,73              | 150,4               | 29,7 | 91,4  |                   |
| 9     | 837                      | 2                         | 835                         | -486                   | 349              | 350             | 350              | 11,85             | -1,26      | 13,11               | 180,91               | 180,13                 | 180,52              | 150,4               | 29,5 | 90,7  |                   |

Продолжение приложения Д

Таблица Д.2 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году (2 итерация)

| Месяц | $Q_{\text{пр.90\% быт}}$ | $Q_{\Sigma \text{ пог.}}$ | $Q_{\text{полез.90\% быт}}$ | $Q_{\text{водохран.}}$ | $Q_{\text{ГЭС}}$ | $Q_{\text{НБ}}$ | $Q_{\text{ВХК}}$ | $V_{\text{нач.}}$ | $\Delta V$ | $V_{\text{конеч.}}$ | $Z_{\text{ВВ нач.}}$ | $Z_{\text{ВВ конеч.}}$ | $Z_{\text{ВВ ср.}}$ | $Z_{\text{ВВ ср.}}$ | $H$  | $N$   | $N_{\text{гар.}}$ |
|-------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------|---------------------|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|------|-------|-------------------|
| 10    | 189                      | 2                         | 187                         | 162,0                  | 349              | 350,0           | 350              | 10,19             | 0,43       | 9,76                | 179,00               | 178,39                 | 178,70              | 150,4               | 27,7 | 85,1  |                   |
| 11    | 160                      | 1                         | 159                         | 190,0                  | 349              | 350,0           | 350              | 9,76              | 0,49       | 9,26                | 178,39               | 177,70                 | 178,04              | 150,4               | 27,1 | 83,1  |                   |
| 12    | 158                      | 5                         | 153                         | 602,5                  | 553              | 756,5           | 300              | 9,26              | 1,61       | 7,65                | 177,70               | 175,30                 | 176,50              | 152,8               | 23,1 | 153,8 | 150               |
| 1     | 299                      | 6                         | 293                         | 586,0                  | 593              | 880,0           | 300              | 7,65              | 1,57       | 6,08                | 175,30               | 172,48                 | 173,89              | 153,3               | 20,0 | 154,7 | 150               |
| 2     | 216                      | 1                         | 215                         | 134,0                  | 349              | 350,0           | 350              | 6,08              | 0,34       | 5,74                | 172,48               | 171,78                 | 172,13              | 150,4               | 21,1 | 64,9  |                   |
| 3     | 441                      | 1                         | 440                         | -91,0                  | 349              | 350,0           | 350              | 5,74              | -0,24      | 5,99                | 171,78               | 172,29                 | 172,04              | 150,4               | 21,1 | 64,7  |                   |
| 4     | 594                      | 1                         | 593                         | -244,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 5,99              | -0,63      | 6,62                | 172,29               | 173,53                 | 172,91              | 150,4               | 21,9 | 67,4  |                   |
| 5     | 640                      | 1                         | 639                         | -290,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 6,62              | -0,78      | 7,40                | 173,53               | 174,90                 | 174,21              | 150,4               | 23,2 | 71,3  |                   |
| 6     | 765                      | 3                         | 762                         | -413,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 7,40              | -1,07      | 8,47                | 174,90               | 176,55                 | 175,72              | 150,4               | 24,7 | 76,0  |                   |
| 7     | 968                      | 3                         | 965                         | -616,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 8,47              | -1,65      | 10,12               | 176,55               | 178,90                 | 177,73              | 150,4               | 26,7 | 82,1  |                   |
| 8     | 511                      | 3                         | 508                         | -159,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 10,12             | -0,43      | 10,54               | 178,90               | 179,49                 | 179,20              | 150,4               | 28,2 | 86,6  |                   |
| 9     | 837                      | 2                         | 835                         | -486,0                 | 349              | 350,0           | 350              | 10,54             | -1,26      | 11,80               | 179,49               | 180,88                 | 180,18              | 150,4               | 29,2 | 89,7  |                   |

Продолжение приложения Д

Таблица Д.3 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году (3 итерация)

| Месяц | $Q_{\text{пр.90\% быт}}$ | $Q_{\Sigma \text{ пог.}}$ | $Q_{\text{полез.90\% быт}}$ | $Q_{\text{водохран.}}$ | $Q_{\text{ГЭС}}$ | $Q_{\text{НБ}}$ | $Q_{\text{ВХК}}$ | $V_{\text{нач.}}$ | $\Delta V$ | $V_{\text{конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ нач.}}$ | $Z_{\text{ВБ конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $H$  | $N$   | $N_{\text{гар.}}$ |
|-------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------|---------------------|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|------|-------|-------------------|
| 10    | 189                      | 2                         | 187                         | 263                    | 450              | 451             | 450              | 10,19             | 0,70       | 9,49                | 179,00               | 178,01                 | 178,51              | 151,1               | 26,8 | 106,1 |                   |
| 11    | 160                      | 1                         | 159                         | 291                    | 450              | 451             | 450              | 9,49              | 0,75       | 8,73                | 178,01               | 176,93                 | 177,47              | 151,1               | 25,8 | 102,0 | 14,5              |
| 12    | 158                      | 5                         | 153                         | 446                    | 599              | 600             | 450              | 8,73              | 1,19       | 7,54                | 176,93               | 175,12                 | 176,03              | 152,0               | 23,4 | 123,5 | 123,5             |
| 1     | 299                      | 6                         | 293                         | 364                    | 657              | 658             | 450              | 7,54              | 0,97       | 6,56                | 175,12               | 173,43                 | 174,27              | 152,3               | 21,4 | 123,5 | 123,5             |
| 2     | 216                      | 1                         | 215                         | 234                    | 449              | 450             | 450              | 6,56              | 0,59       | 5,98                | 173,43               | 172,27                 | 172,85              | 151,1               | 21,1 | 83,5  | 14,5              |
| 3     | 441                      | 1                         | 440                         | 9                      | 449              | 450             | 450              | 5,98              | 0,02       | 5,95                | 172,27               | 172,22                 | 172,25              | 151,1               | 20,5 | 81,1  |                   |
| 4     | 594                      | 1                         | 593                         | -144                   | 449              | 450             | 450              | 5,95              | -0,37      | 6,33                | 172,22               | 172,97                 | 172,60              | 151,1               | 20,9 | 82,5  |                   |
| 5     | 640                      | 1                         | 639                         | -190                   | 449              | 450             | 450              | 6,33              | -0,51      | 6,83                | 172,97               | 173,93                 | 173,45              | 151,1               | 21,7 | 85,9  |                   |
| 6     | 765                      | 3                         | 762                         | -313                   | 449              | 450             | 450              | 6,83              | -0,81      | 7,65                | 173,93               | 175,30                 | 174,61              | 151,1               | 22,9 | 90,5  |                   |
| 7     | 968                      | 3                         | 965                         | -516                   | 449              | 450             | 450              | 7,65              | -1,38      | 9,03                | 175,30               | 177,36                 | 176,33              | 151,1               | 24,6 | 97,3  |                   |
| 8     | 511                      | 3                         | 508                         | -59                    | 449              | 450             | 450              | 9,03              | -0,16      | 9,19                | 177,36               | 177,59                 | 177,47              | 151,1               | 25,8 | 101,8 |                   |
| 9     | 837                      | 2                         | 835                         | -386                   | 449              | 450             | 450              | 9,19              | -1,00      | 10,19               | 177,59               | 179,00                 | 178,29              | 151,1               | 26,6 | 105,0 |                   |

Окончание приложения Д

Таблица Д.4 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

| Месяц | $Q_{\text{пр.90\% быт}}$ | $Q_{\Sigma \text{ пот.}}$ | $Q_{\text{полез.90\% быт}}$ | $Q_{\text{водохран.}}$ | $Q_{\text{ГЭС}}$ | $Q_{\text{НБ}}$ | $Q_{\text{ВХК}}$ | $V_{\text{нач.}}$ | $\Delta V$ | $V_{\text{конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ нач.}}$ | $Z_{\text{ВБ конеч.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $Z_{\text{ВБ ср.}}$ | $H$  | $N$   | $N_{\text{гар.}}$ |
|-------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------------|------------|---------------------|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|------|-------|-------------------|
| 10    | 284                      | 2                         | 282                         | 167,0                  | 449,0            | 450,0           | 450              | 10,19             | 0,44       | 9,74                | 179,00               | 178,37                 | 178,69              | 151,1               | 27,0 | 106,6 |                   |
| 11    | 247                      | 1                         | 246                         | 203,0                  | 449,0            | 450,0           | 450              | 9,74              | 0,53       | 9,22                | 178,37               | 177,63                 | 178,00              | 151,1               | 26,3 | 103,9 | 14,5              |
| 12    | 206                      | 5                         | 201                         | 373,5                  | 574,5            | 575,5           | 450              | 9,22              | 1,00       | 8,22                | 177,63               | 176,18                 | 176,90              | 151,9               | 24,4 | 123,5 | 123,5             |
| 1     | 322                      | 6                         | 316                         | 297,5                  | 613,5            | 614,5           | 450              | 8,22              | 0,80       | 7,42                | 176,18               | 174,93                 | 175,55              | 152,1               | 22,9 | 123,5 | 123,5             |
| 2     | 306                      | 1                         | 305                         | 144,0                  | 449,0            | 450,0           | 450              | 7,42              | 0,36       | 7,06                | 174,93               | 174,32                 | 174,63              | 151,1               | 22,9 | 90,5  | 14,5              |
| 3     | 453                      | 1                         | 452                         | -3,0                   | 449,0            | 450,0           | 450              | 7,06              | -0,01      | 7,07                | 174,32               | 174,34                 | 174,33              | 151,1               | 22,6 | 89,4  |                   |
| 4     | 624                      | 1                         | 623                         | -174,0                 | 449,0            | 450,0           | 450              | 7,07              | -0,45      | 7,52                | 174,34               | 175,09                 | 174,71              | 151,1               | 23,0 | 90,9  |                   |
| 5     | 698                      | 1                         | 697                         | -248,0                 | 449,0            | 450,0           | 450              | 7,52              | -0,66      | 8,18                | 175,09               | 176,13                 | 175,61              | 151,1               | 23,9 | 94,4  |                   |
| 6     | 800                      | 3                         | 797                         | -340,0                 | 457,0            | 458,0           | 450              | 8,18              | -0,88      | 9,06                | 176,13               | 177,41                 | 176,77              | 151,2               | 25,0 | 100,5 |                   |
| 7     | 974                      | 3                         | 971                         | -400,0                 | 571,0            | 572,0           | 450              | 9,06              | -1,07      | 10,13               | 177,41               | 178,93                 | 178,17              | 151,8               | 25,7 | 129,2 |                   |
| 8     | 868                      | 3                         | 865                         | -17,0                  | 848,0            | 849,0           | 450              | 10,13             | -0,05      | 10,18               | 178,93               | 178,99                 | 178,96              | 153,2               | 25,2 | 188,0 |                   |
| 9     | 858                      | 2                         | 856                         | -5,0                   | 851,0            | 852,0           | 450              | 10,18             | -0,01      | 10,19               | 178,99               | 179,01                 | 179,00              | 153,2               | 25,2 | 188,9 |                   |

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{многол.}} = 1029 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Таблица Е.1 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

| Месяц | Нагрузка системы   |                   |                   | Существующая ГЭС   |                   |                    | Проектируемая ГЭС  |                   |                    | ТЭС                |                   |                    |
|-------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
|       | $P_{max}$ ,<br>МВт | $P_{ap}$ ,<br>МВт | $P_{np}$ ,<br>МВт | $N_{раб}$ ,<br>МВт | $N_{np}$ ,<br>МВт | $N_{рем}$ ,<br>МВт | $N_{раб}$ ,<br>МВт | $N_{np}$ ,<br>МВт | $N_{рем}$ ,<br>МВт | $N_{раб}$ ,<br>МВт | $N_{ap}$ ,<br>МВт | $N_{рем}$ ,<br>МВт |
| I     | 14924              | 1051              | 225               | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 8324               | 1051              | 0                  |
| II    | 14611              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 8011               | 1051              | 0                  |
| III   | 14070              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 7470               | 1051              | 0                  |
| IV    | 13444              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 6844               | 1051              | 700                |
| V     | 12902              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 6302               | 1051              | 1200               |
| VI    | 12589              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 5989               | 1051              | 1541               |
| VII   | 12588              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 5988               | 1051              | 1541               |
| VIII  | 12899              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 1050               | 169                | 3                 | 0                  | 6299               | 1051              | 0                  |
| IX    | 13440              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 316                | 169                | 3                 | 43                 | 6840               | 1051              | 0                  |
| X     | 14066              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 7466               | 1051              | 0                  |
| XI    | 14609              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 8009               | 1051              | 0                  |
| XII   | 14923              | 1051              | 0                 | 5381               | 82                | 0                  | 169                | 3                 | 0                  | 8323               | 1051              | 0                  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

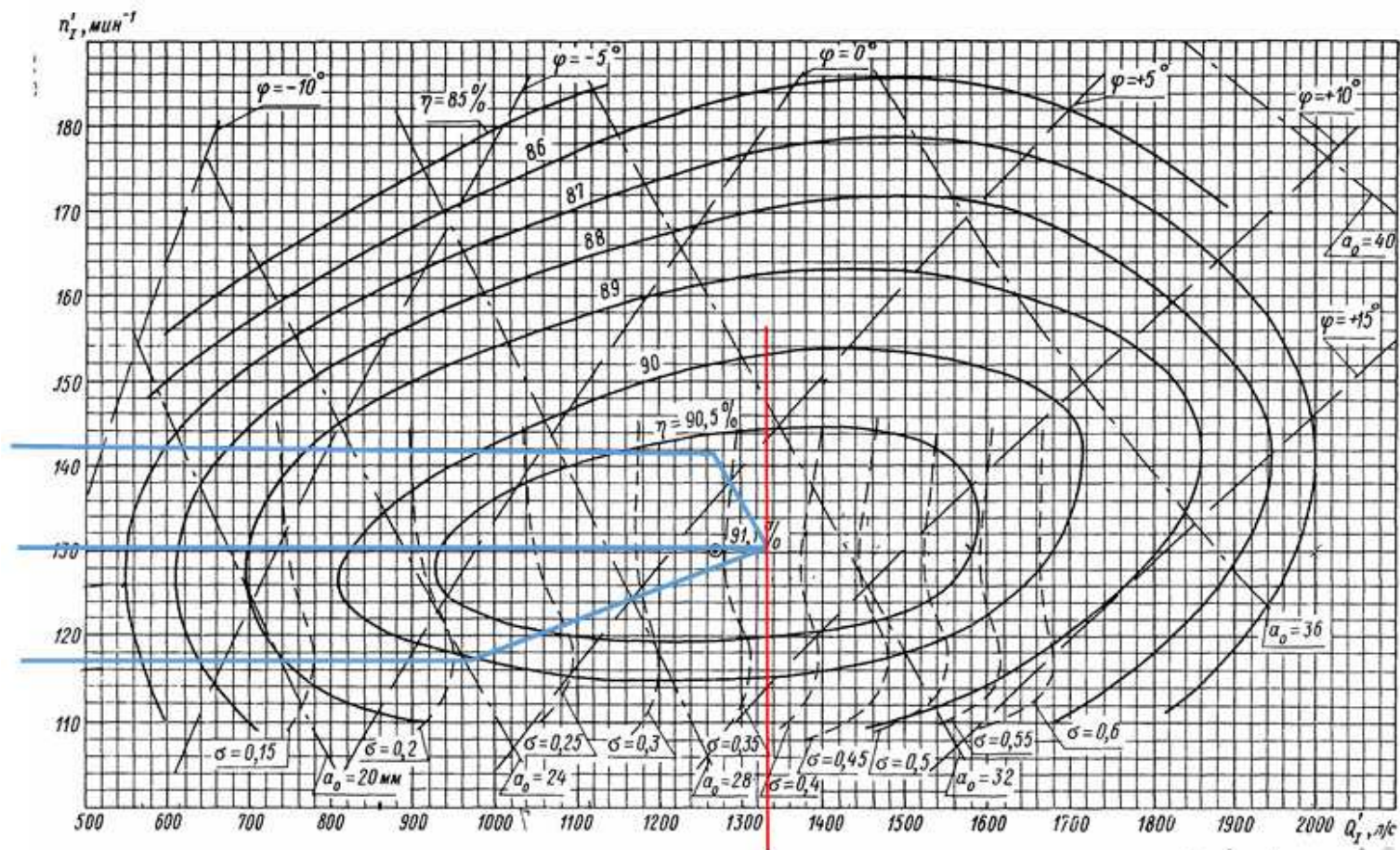


Рисунок Ж.1 – Универсальная характеристика ПЛ 30 – В – 850

Продолжение приложения Ж

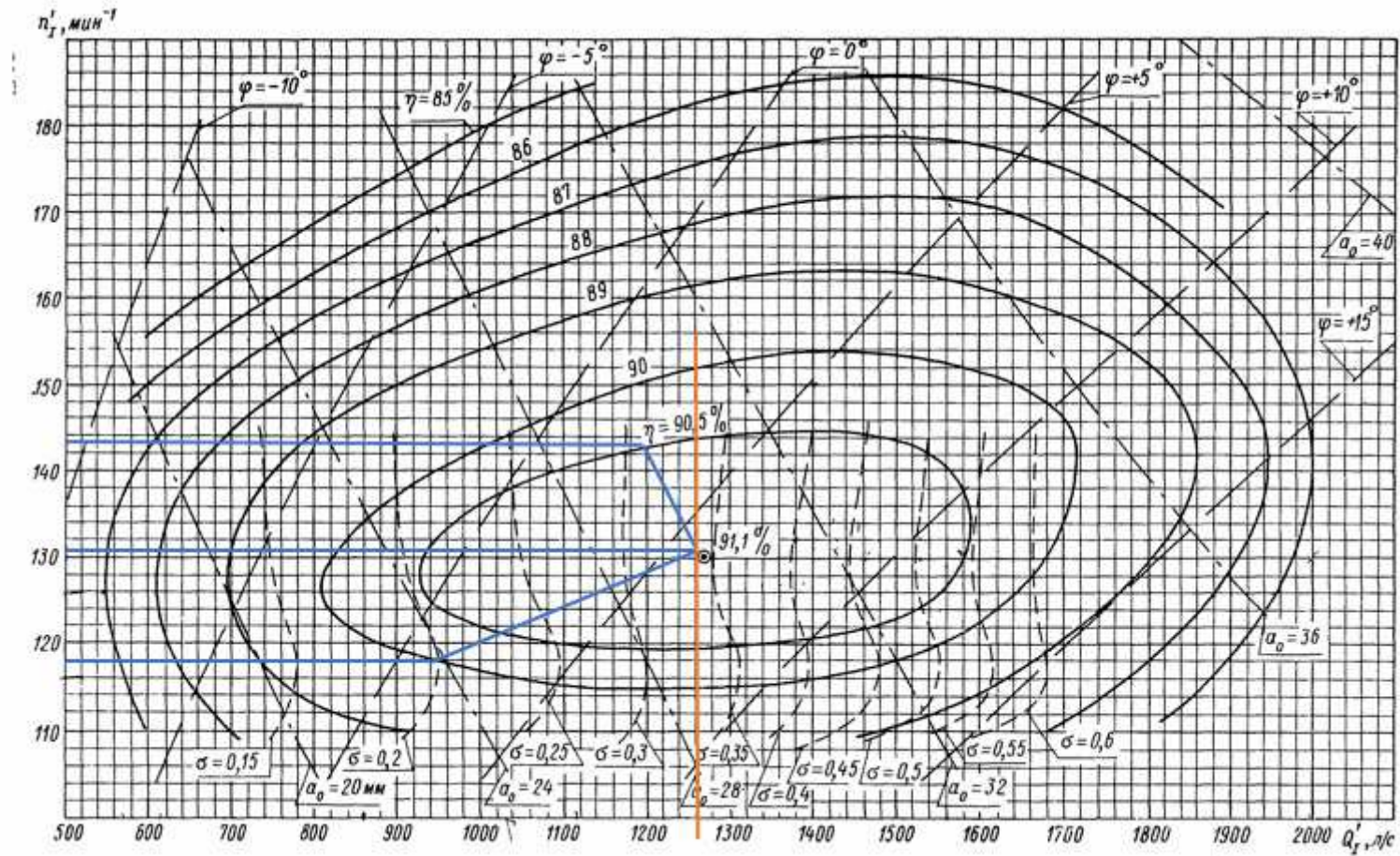


Рисунок Ж.2 – Универсальная характеристика ПЛ 30 – В – 500



Окончание приложения Ж

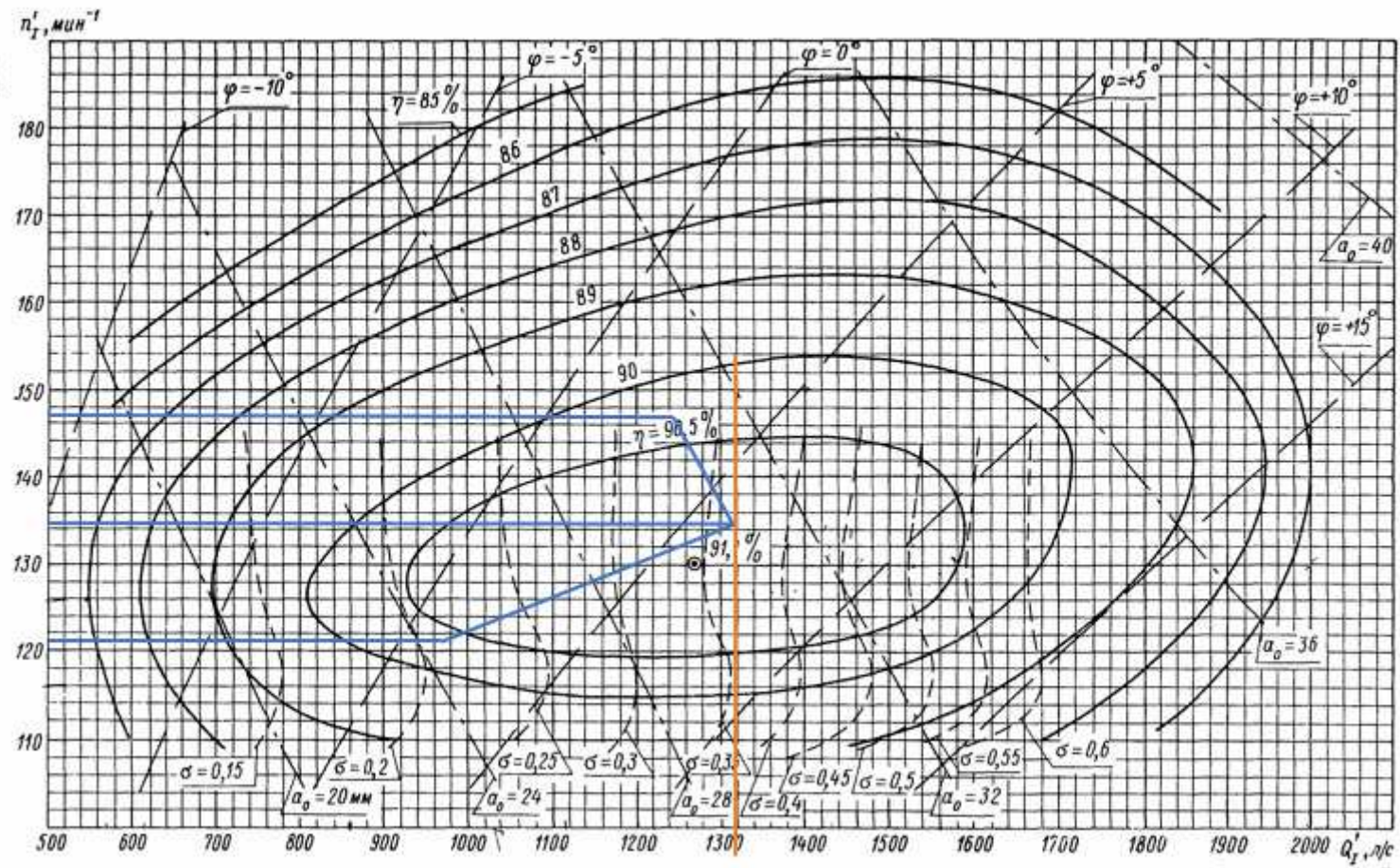


Рисунок Ж.3 - Универсальная характеристика ПЛ 30 – В – 600

# ПРИЛОЖЕНИЕ И

## Проточная часть турбины ПЛ 30 – В

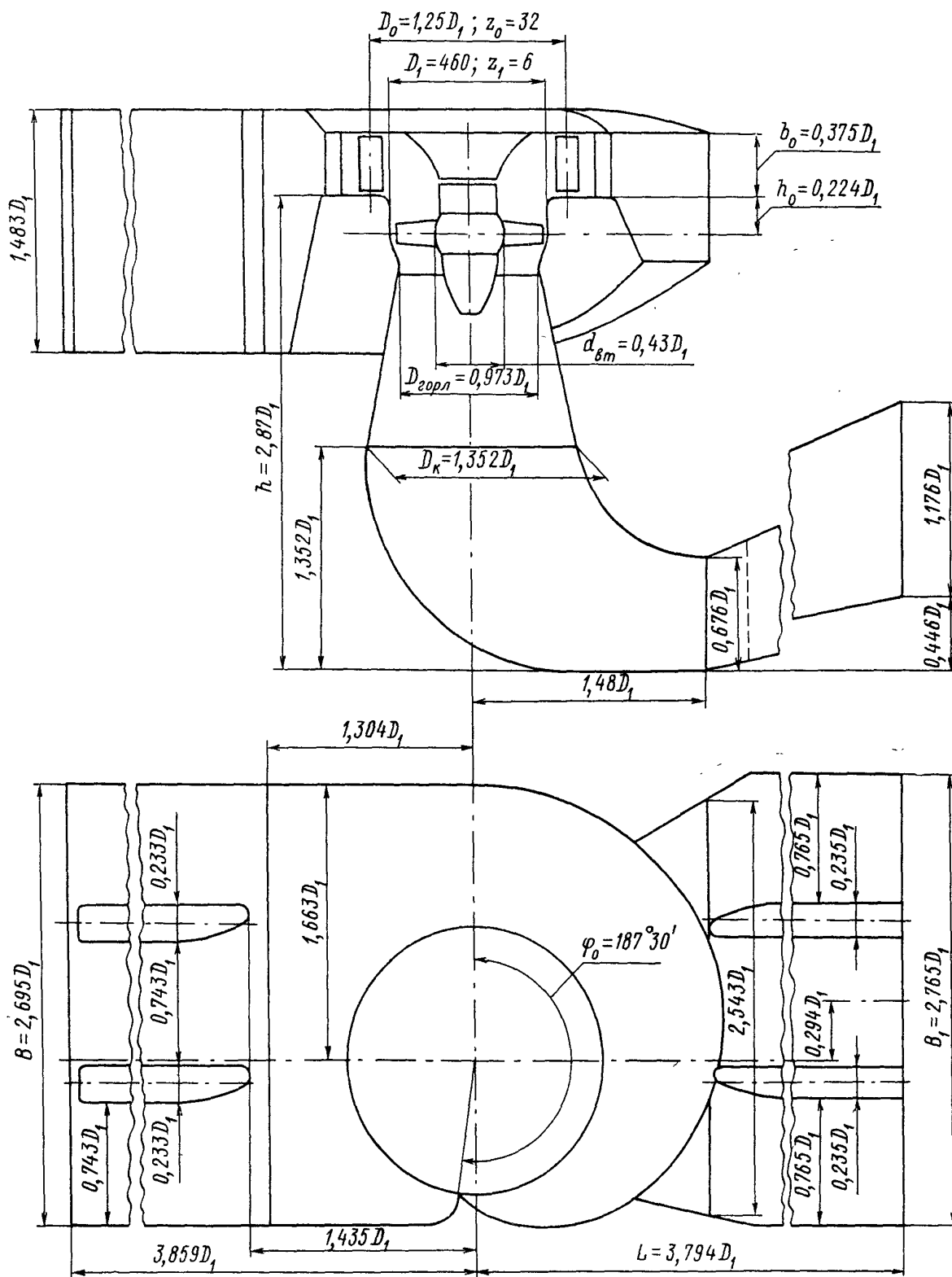


Рисунок И.1 – Проточная часть турбины

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Уставки и матрицы отключений защит

Таблица К.1 – Уставки защит

| Защиты   |             | Уставки                                 |                       |                        |         |
|--|-------------|---|-----------------------|------------------------|---------|
| Наименование   | Обозначение | Наименование                            | Относительные единицы | Именованные единицы    |         |
| Диф. защита продольная   | $I\Delta G$ | Ток срабатывания, $I_{ср.0}$            | $0,15 \cdot I_H$      | 0,670 А                |         |
|  |             | Коэффициент торможения, $K_T$           | 0,3                   | -                      |         |
|  |             | Уставка начального торможения, $I_{нт}$ | $0,5 \cdot I_H$       | 2,235 А                |         |
|  |             | Тормозной ток, В                        | $1,5 \cdot I_H$       | 6,705 А                |         |
| ЗЗГ  | $U_0$       | $t_1$                                   | $U_{01G}$             | -                      | 5 В     |
|  |             | $t_2$                                   | $U_{02G}$             | -                      | 10 В    |
|  |             | $t_3$                                   | $U_{0G}$              | -                      | 15 В    |
|  | $U_{03}$    | Коэффициент торможения, $K_T$           | 1,1                   | -                      |         |
| ЗПН  | $U >$       | 2ступень                                | $U_{ср2}$             | $1,4 \cdot U_H$        | 140 В   |
|  |             | 1 ступень                               | $U_{ср1}$             | $1,2 \cdot U_H$        | 120 В   |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | $I_2$       | СО                                      | $I_{2сигн}$           | $0,07 \cdot I_H$       | 0,313 А |
|  |             | ПО                                      | $I_{2пуск}$           | $0,18 \cdot I_H$       | 0,805 А |
|  |             | ОТС I                                   | $I_{2с.з.}$           | $0,17 \cdot I_H$       | 0,760 А |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок                               | $I_1$       | СО                                      | $I_{сигн}$            | $1,07 \cdot I_H$       | 4,783 А |
|  |             | ПО                                      | $I_{1пуск}$           | $1,1 \cdot I_H$        | 4,917 А |
|  |             | ОТС                                     | $I_{1отс}$            | $1,224 \cdot I_H$      | 5,471 А |
| ДЗ   | $Z <$       | 1 ступень                               | $Z_I$                 | 0,068                  | 0,81 Ом |
|  |             | 2 ступень                               | $Z_{II}$              | 0,34                   | 3,9 Ом  |
| Защита ротора от перегрузки  | $I_p$       | СО                                      | $I_{p\text{сигн}}$    | $1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$ | 4,152 А |
|  |             | ПО                                      | $I_{p\text{пуск}}$    | $1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$  | 4,268 А |
|  |             | Отсечка                                 | $I_{p\text{отс}}$     | $2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$ | 8,457 А |

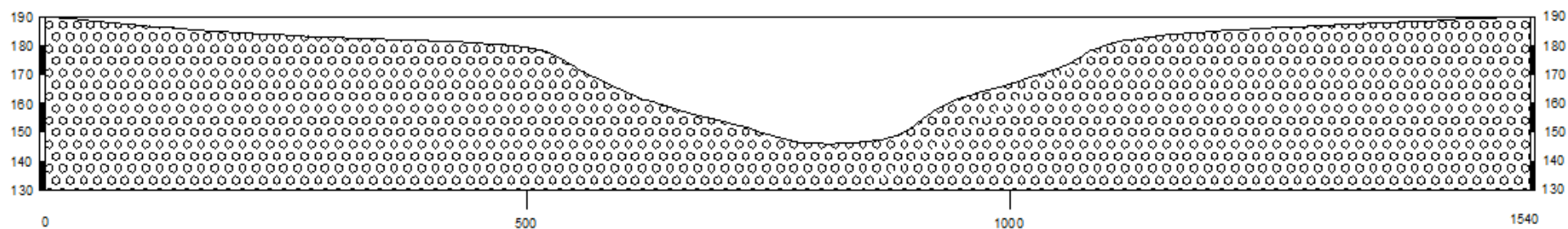
Окончание приложения К

Таблица К.2 – Матрица отключений защит

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Геологический разрез створа Петровской ГЭС



В основании залегает Песок гравелистый

Рисунок Л.1 – Геологический разрез створа Петровской ГЭС



## ПРИЛОДЕНИЕ М

Схема фильтрационного расчета. Эпюра фильтрационного давления.

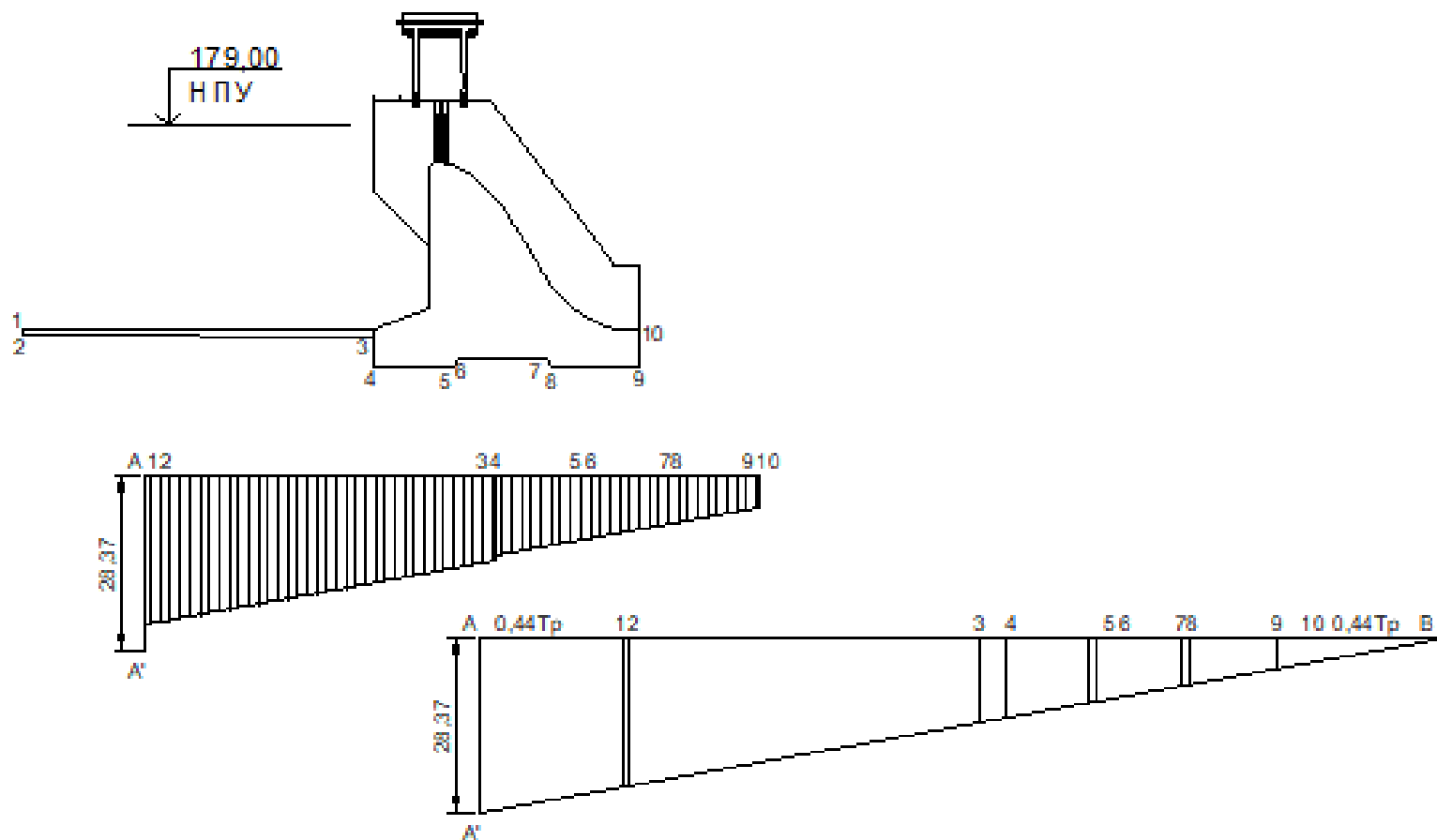


Рисунок М.1 – Схема фильтрационного расчета. Эпюра фильтрационного давления.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Н

### Сбор нагрузок на тело плотины

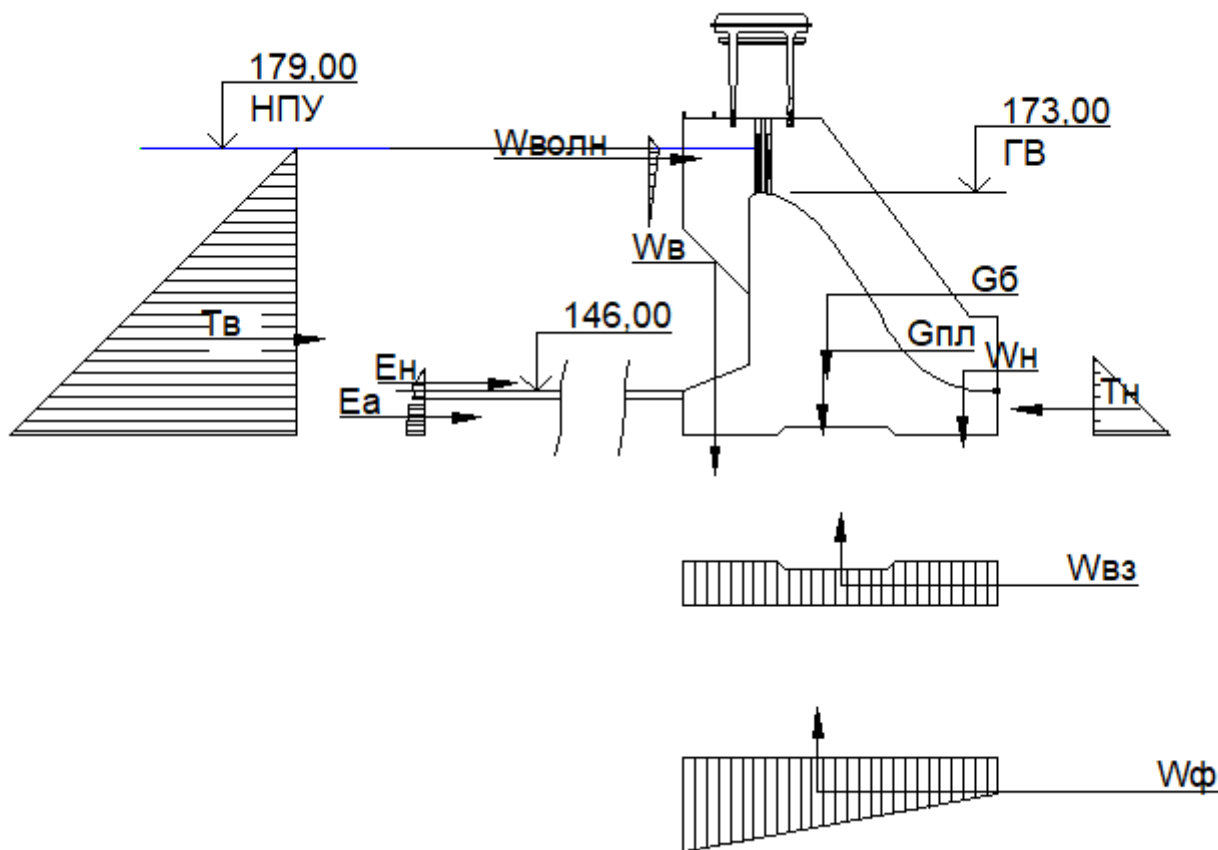


Рисунок Н.1 – Сбор нагрузок на тело плотины

## ПРИЛОЖЕНИЕ П

### Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

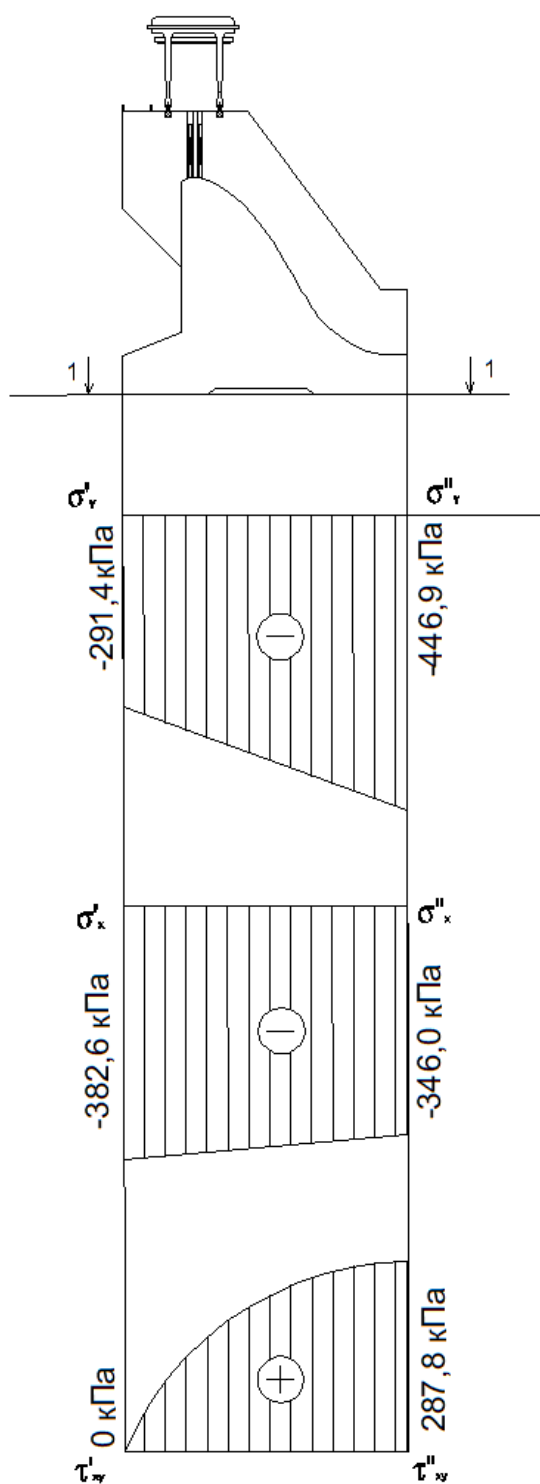
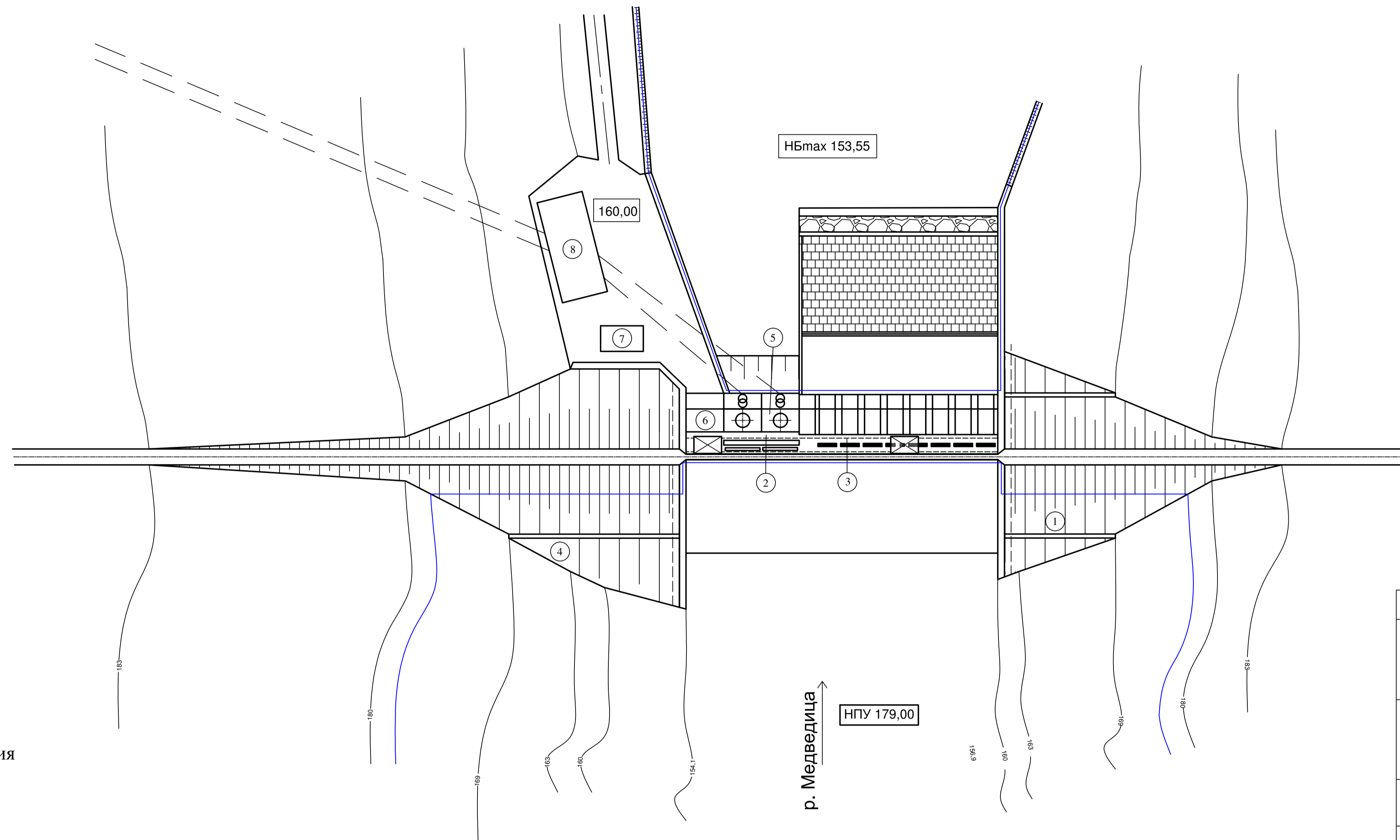


Рисунок П.1 - Краевые напряжения в горизонтальных сечения плотины

# Генеральный план

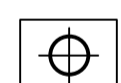
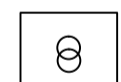

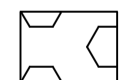
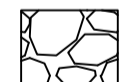
1:2000



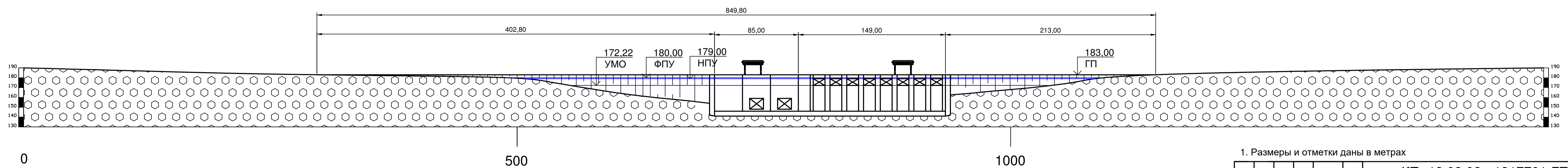
## Экспликация зданий и сооружений

| № | Наименование                       |
|---|------------------------------------|
| 1 | Правобережная грунтовая плотина    |
| 2 | Станционная часть бетонной плотины |
| 3 | Бетонная водосливная плотина       |
| 4 | Левобережная грунтовая плотина     |
| 5 | Машинный зал                       |
| 6 | Монтажная площадка                 |
| 7 | СТК                                |
| 8 | ОРУ 220 кВ                         |

## Условные обозначения

-  — Генератор
-  — Трансформатор
-  — Автодорога
-  — Гравийно - песчаный грунт
-  — Гравий

## Вид с верхнего бьефа



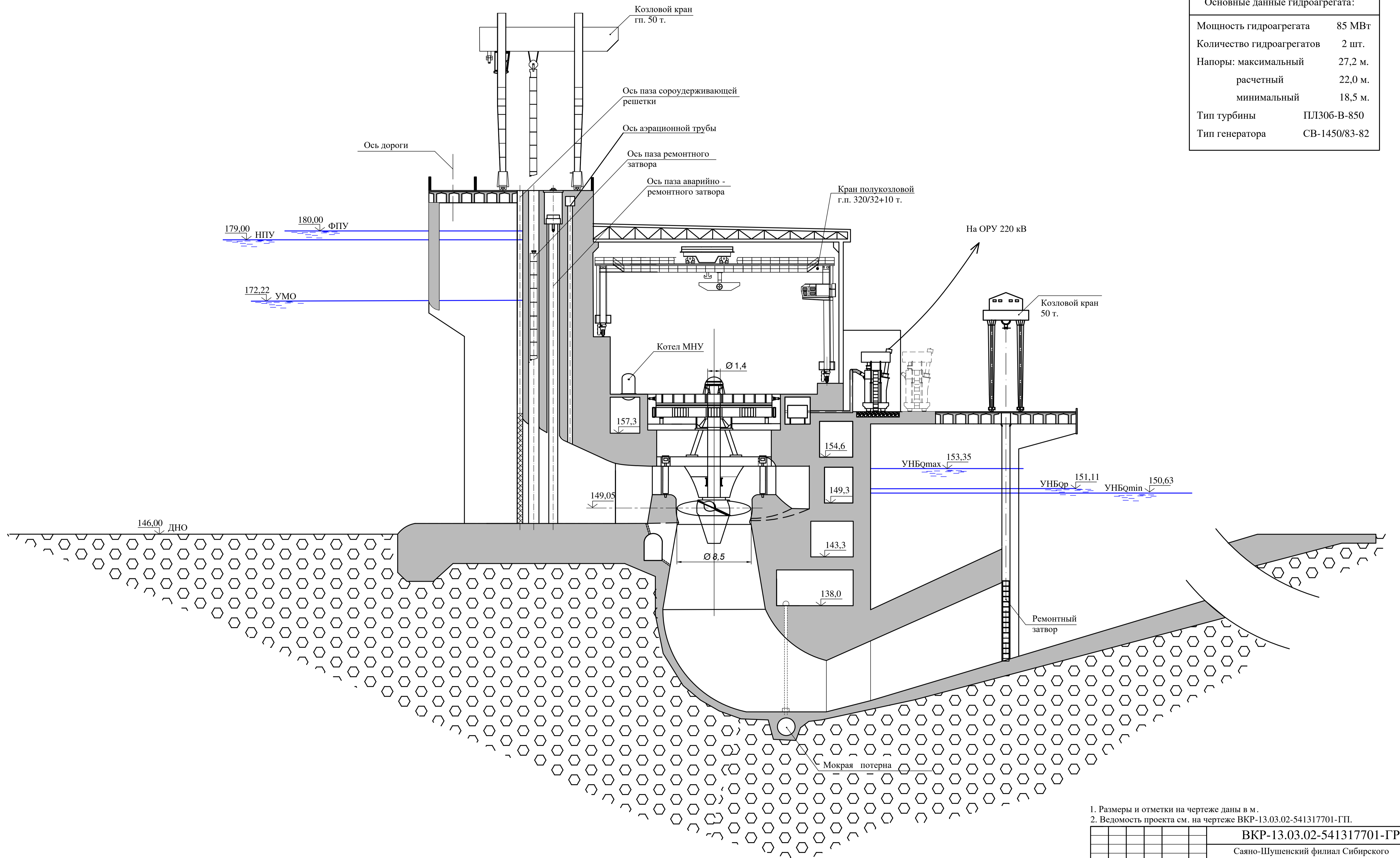
## Ведомость состава проекта

| № | Обозначение                | Наименование  |
|---|----------------------------|---|
| 1 | ВКР-13.03.02-541317701-ГП  | Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта. |
| 2 | ВКР-13.03.02-541317701-ГР1 | Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА.                    |
| 3 | ВКР-13.03.02-541317701-ГР2 | Поперечный разрез водосливной плотины   |
| 4 | ВКР-13.03.02-541317701-ГР3 | Сбор нагрузок на водосливную часть плотины  |
| 5 | ВКР-13.03.02-541317701-ЭС1 | Главная электрическая схема соединений  |
| 6 | ВКР-13.03.02-541317701-ЭС2 | Расчет защит релейной защиты  |

1. Размеры и отметки даны в метрах

| КП- 13.03.02 - 1317701 ГП                                   |             |      |        |         |
|---|-------------|------|--------|---------|
| Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета |             |      |        |         |
| Изм.  | Кол. у      | Лист | № док  | Подпись |
| Разраб.   | Шеломенцева |      |        |         |
| Провер.   | Ульянова    |      |        |         |
| Руковод.  |             |      |        |         |
| Проектирование Петровская                                   |             |      | Стадия | Лист    |
| ГЭС на реке Медведица                                       |             |      |        | 1       |

# Разрез по оси агрегата 1:200



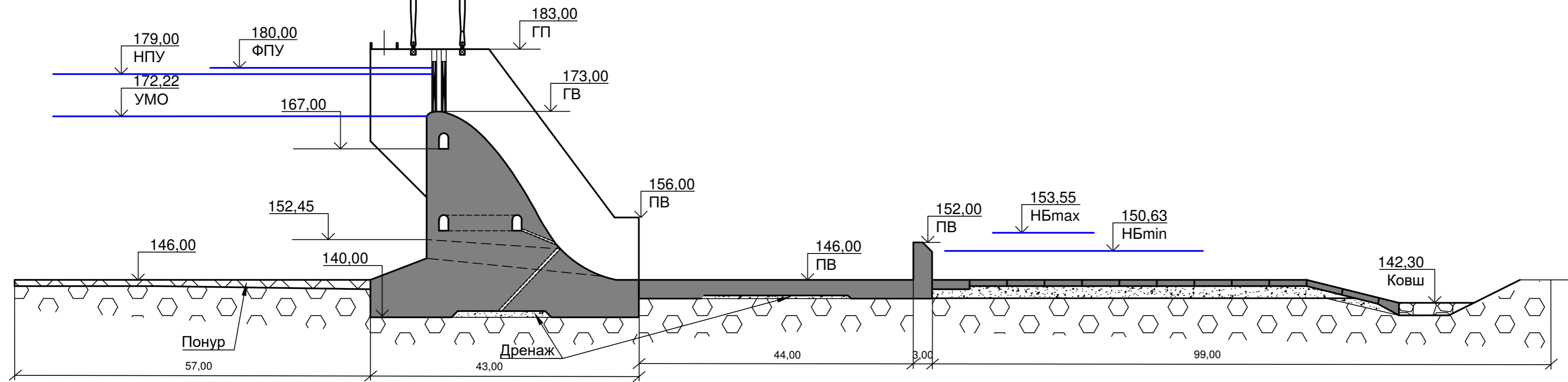
| Основные данные гидроагрегата: |               |
|--------------------------------|---------------|
| Мощность гидроагрегата         | 85 МВт        |
| Количество гидроагрегатов      | 2 шт.         |
| Напоры: максимальный           | 27,2 м.       |
| расчетный                      | 22,0 м.       |
| минимальный                    | 18,5 м.       |
| Тип турбины                    | ПЛ306-В-850   |
| Тип генератора                 | СВ-1450/83-82 |

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541317701-ГП.

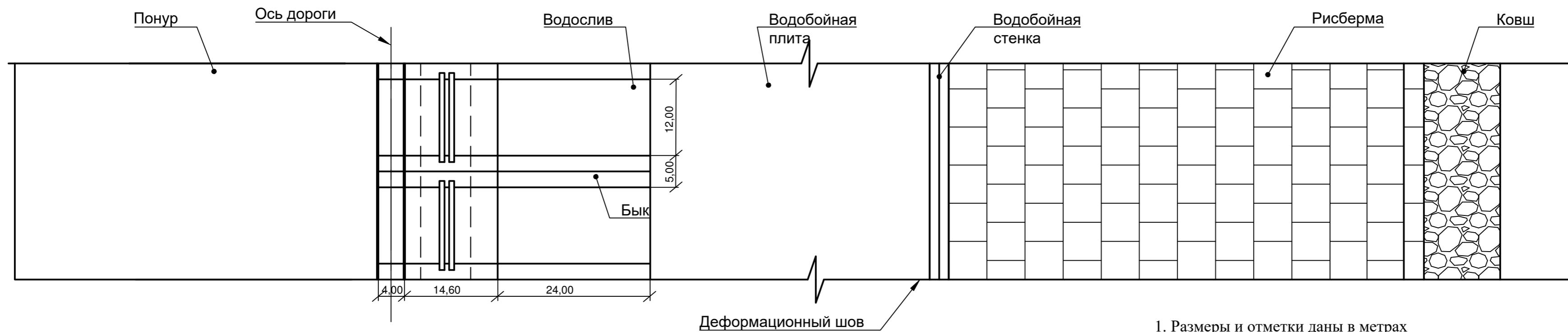
| ВКР-13.03.02-541317701-ГП                                   |             |      |       |            |        |
|---|-------------|------|-------|------------|--------|
| Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета |             |      |       |            |        |
| Изм.  | Кол.уч.     | Лист | Редок | Подпись    | Дата   |
|   |             |      |       |            |        |
| Разраб.   | Шеломенцев  |      |       |            |        |
| Провер.   | Масленников |      |       |            |        |
| Руковод.  |             |      |       |            |        |
| И.контр.  |             |      |       |            |        |
| Утв.  |             |      |       |            |        |
| Проектирование Петровской ГЭС на реке Медведица             |             |      |       | Стдия      | Лист   |
| Разрез по оси агрегата                                      |             |      |       | 1          | Листов |
|   |             |      |       | Кафедра ГМ | 2018   |

## Разрез по оси водосливной плотины

1:500



## План водосливной плотины



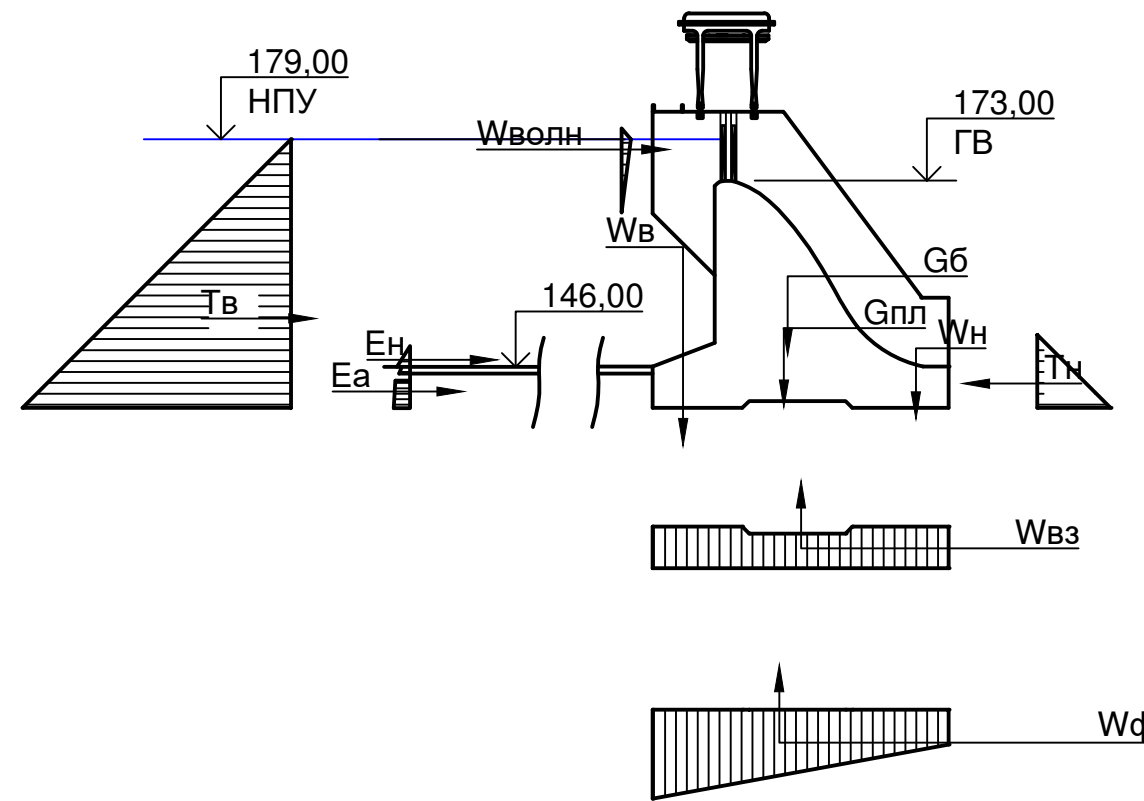
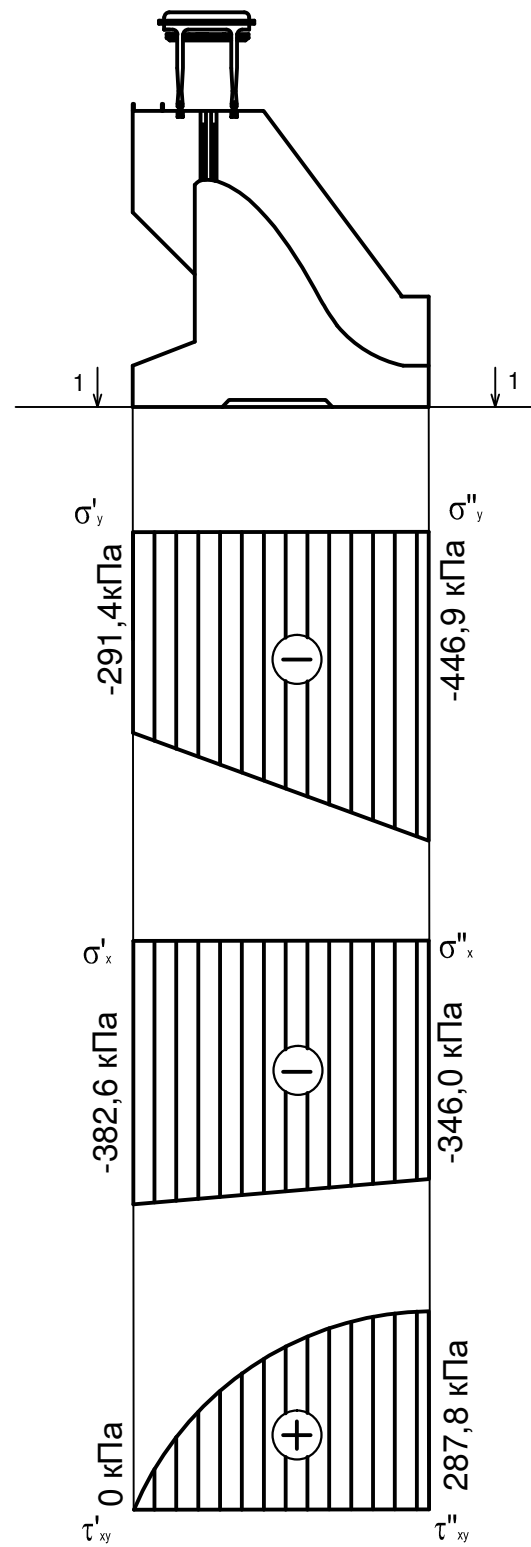
1. Размеры и отметки даны в метрах

|          |             |      |       |         |      |  |        |      |        |
|----------|-------------|------|-------|---------|------|--|--------|------|--------|
|          |             |      |       |         |      | ВКР- 13.03.02 - 541317701                                      |        |      |        |
|          |             |      |       |         |      | Саяно-Шушенский филиал Сибирского<br>федерального университета |        |      |        |
| Изм.     | Колуч       | Лист | № док | Подпись | Дата | Проектирование Петровская<br>ГЭС на реке Медведица             | Стадия | Лист | Листов |
| Разраб.  | Шеломенцева |      |       |         |      |  |        |      |        |
| Провер.  | Ульянова    |      |       |         |      |  |        |      |        |
| Руковод. |             |      |       |         |      |  |        |      |        |



# Сбор нагрузок на водосливную часть плотины

Масштаб 1:1000



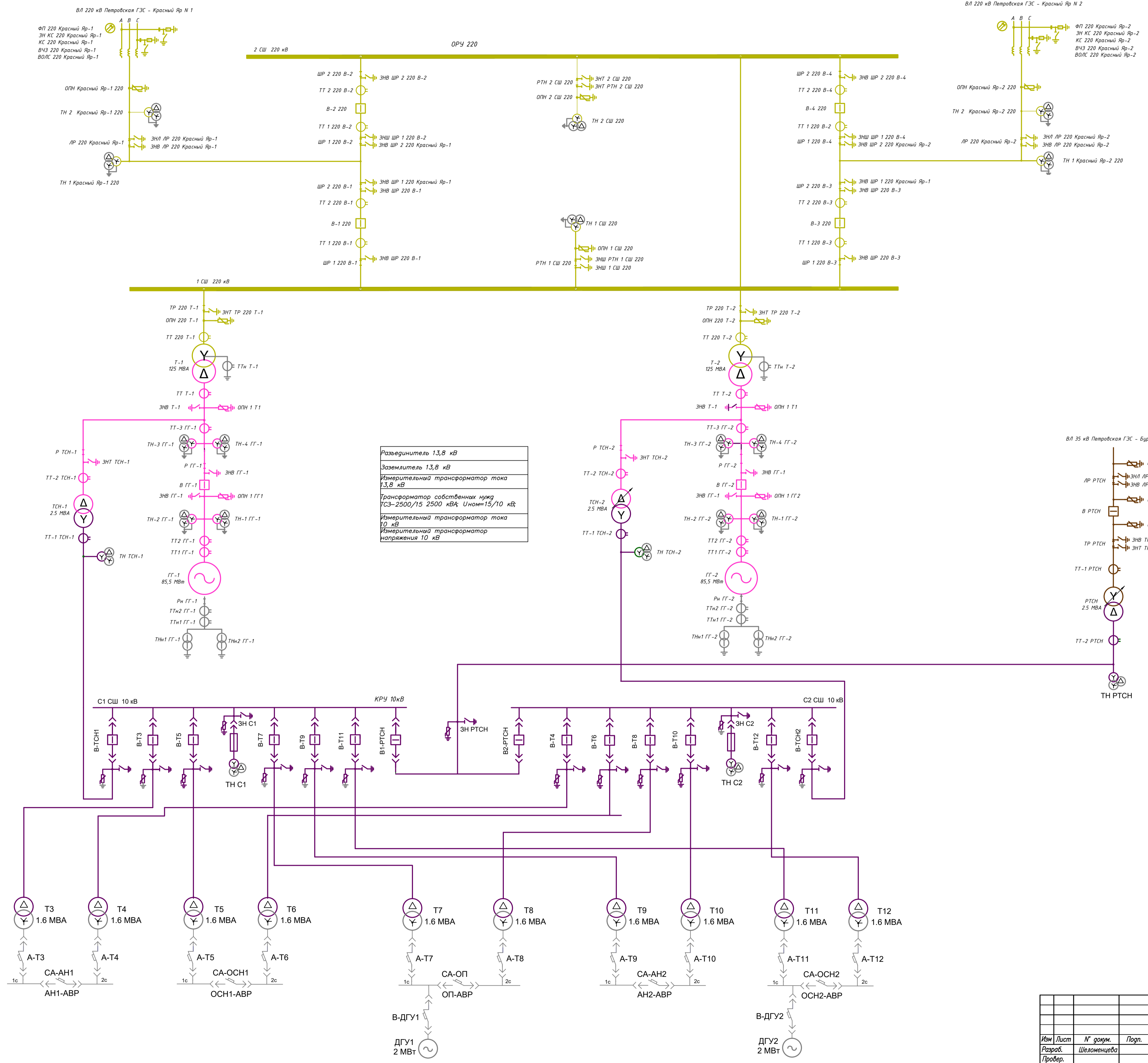
1. Размеры и отметки даны в метрах
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541317701-ГП.

|  |             |      |       |         |        |
|--|-------------|------|-------|---------|--------|
| <b>ВКР- 13.03.02 - 541317701-ГРЗ</b>                           |             |      |       |         |        |
| Саяно-Шушенский филиал Сибирского<br>федерального университета |             |      |       |         |        |
| Изм.   | Кол.уч      | Лист | Недок | Подпись | Дата   |
| Разраб.  | Шеломенцева |      |       |         |        |
| Провер.  | Ульянова    |      |       |         |        |
| Руковод.   |             |      |       |         |        |
| Проектирование Петровской<br>ГЭС на реке Медведица             |             |      |       | Стадия  | Лист   |
|  |             |      |       |         | Листов |

|   |
|---|
| Сборные шины 220кВ  |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| Измерительный трансформатор тока 220 кВ 63 кА                 |
| Выключатель ВВП-220 220 кВ 2000 А 31,5 кА                     |
| Измерительный трансформатор тока 220 кВ 63 кА                 |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| Выключатель ВГБ-220 220 кВ 2000 А 40 кА                       |
| Измерительный трансформатор тока 220 кВ 63 кА                 |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Сборные шины 220кВ  |
| Разъединитель РГ 220 кВ 1000 А 80 кА                          |
| Заземлитель 220 кВ 63 кА                                      |
| ОПН 220 кВ  |
| Измерительный трансформатор тока 220 кВ 63 кА                 |
| Трансформатор УДЛ-125000/220-У1 125 МВА; Уном=242 кВ          |
| Трансформатор тока встроенный 8000 Вк 10Р/10Р/10Р/0,5S        |
| Обвод нейтрали 10Р/10Р  |
| Обвод нейтрали 10Р/10Р  |
| Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ                      |
| ОПН 13,8 кВ   |
| Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ                      |
| Измерительный трансформатор напряжения 13,8 кВ                |
| Разъединитель 13,8 кВ   |
| Заземлитель 13,8 кВ   |
| Выключатель КГ-20 13,8 кВ; 8000 А 80 кА                       |
| ОПН 13,8 кВ   |
| Заземлитель 13,8 кВ   |
| Измерительный трансформатор напряжения 13,8 кВ                |
| Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ                      |
| Турбогенератор СВ 1450/83-82; 90 МВА; 85,5 МВт; 13,8 кВ       |
| Разъединитель 0,4 кВ  |
| Измерительный трансформаторы тока в нейтрали генератора       |
| Измерительный трансформаторы напряжения в нейтрали генератора |

|  |
|--|
| КРУ 10 кВ                                    |
| Заземлитель 10 кВ                            |
| ОПН 10 кВ                                    |
| Выключатель ВВЗ-М-10-20 10 кВ; 630 А 20 кА   |
| ОПН 10 кВ                                    |
| Заземлитель 10 кВ                            |
| Измерительный трансформатор напряжения 10 кВ |

|                                   |
|-----------------------------------|
| ТЭС 1600/6 1,6 МВА; Уном=10 кВ    |
| Автоматический выключатель 0,4 кВ |
| Автоматический выключатель 0,4 кВ |
| Автоматический выключатель 0,4 кВ |
| Дизель генератор 0,4 кВ 2036кВт   |



|  |
|--|
| Разъединитель 13,8 кВ  |
| Заземлитель 13,8 кВ  |
| Измерительный трансформатор тока 13,8 кВ                           |
| Трансформатор собственных нужд ТСЗ-2500/15 2500 кВА; Уном=15/10 кВ |
| Измерительный трансформатор тока 10 кВ                             |
| Измерительный трансформатор напряжения 10 кВ                       |

|  |
|--|
| Конденсатор связи воздушной линии                      |
| Фильтр присоединения воздушной линии                   |
| Разъединитель однополюсный 220 кВ; 1000 А 16 кА        |
| ВЧ заземлитель 220кВ;1000А                             |
| ОПН воздушной линии 220 кВ                             |
| Трансформатор напряжения емкостной 220 кВ 0,2/0,5/1/3Р |
| Разъединитель РГ 220 кВ; 1000 А 80 кА                  |
| Заземлитель 220 кВ; 63 кА                              |
| Разъединитель РГ 220 кВ; 1000 А 80 кА                  |
| Трансформатор напряжения емкостной 220 кВ 0,2/0,5/1/3Р |

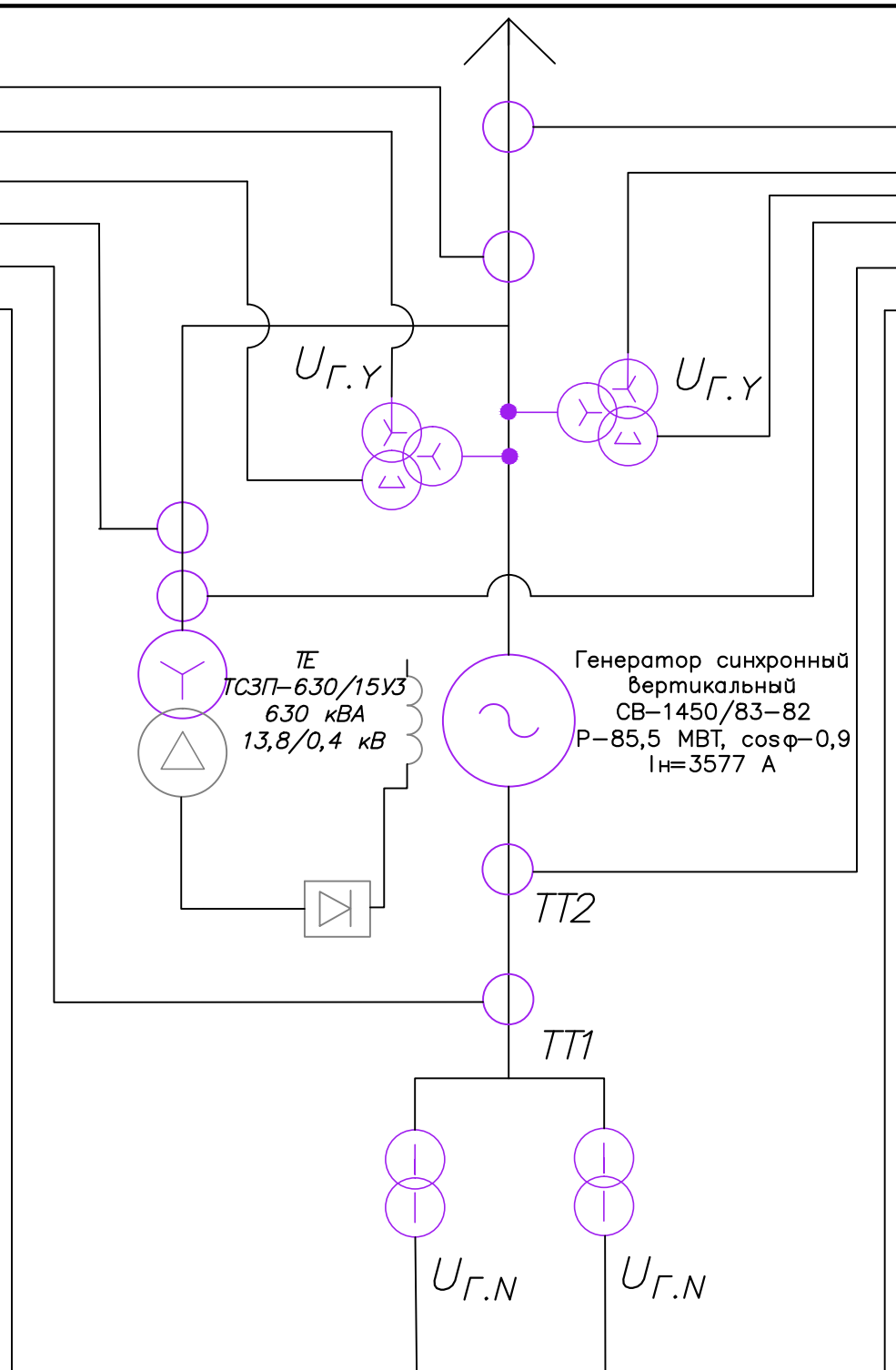
|  |
|--|
| ОПН воздушной линии 35 кВ  |
| Разъединитель РГ 35 кВ; 1000 А 50 кА   |
| Заземлитель 35 кВ  |
| Разъединитель РГ 35 кВ; 1000 А 50 кА   |
| ОПН 35 кВ  |
| Выключатель ВГБ-35 35 кВ; 630 А 35 кА  |
| ОПН 35 кВ  |
| Разъединитель РГ 35 кВ; 1000 А 50 кА   |
| Заземлитель 35 кВ  |
| Разъединитель РГ 35 кВ; 1000 А 50 кА   |
| Измерительный трансформатор тока 10 кВ                                       |
| Резервный трансформатор собственных нужд ТС-2500/35; 2500 кВА; Уном=35/10 кВ |
| Измерительный трансформатор тока 10 кВ                                       |
| Измерительный трансформатор напряжения 10 кВ                                 |

|  |             |          |       |
|--|-------------|----------|-------|
| ВКР – 13.03.02 – 541317701 – ЭС 1                              |             |          |       |
| Саяно-Шушенский филиал<br>Сибирского федерального университета |             |          |       |
| Изм.   | Лист        | № докум. | Подп. |
| Разраб.  | Шеломенцева |          |       |
| Пробер.  |             |          |       |
| Т.контр.   |             |          |       |
| Проектирование Петровской ГЭС на р. Медведица                  |             | Страница | Лист  |



| ШЭ1113(Система А)                        |                      |          |
|--|----------------------|----------|
| $I_{\Delta G}$                           | $I_r$                | $Y$      |
| $Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$                | $U_{\Delta, \gamma}$ | $Y$      |
| $КИН, Un(U_0)$                           | $U_r, \Delta$        | $\Delta$ |
| $I>TB, I_p$                              | $I_{TB\ BH}$         | $Y$      |
| $I_{\Delta G}, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$ | $I_{НГ}$             | $Y$      |
| $Un(U_0)$                                | $U_{Г. N}$           | -        |

| ШЭ1113(Система Б) |                      |  |
|-------------------|----------------------|--|
| $Y$               | $I_r$                | $I_{\Delta G}$                           |
| $Y$               | $U_{\Delta, \gamma}$ | $Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$                |
| $\Delta$          | $U_r, \Delta$        | $КИН, Un(U_0)$                           |
| $Y$               | $I_{TB\ BH}$         | $I>TB, I_p$                              |
| $Y$               | $I_{НГ}$             | $I_{\Delta G}, I_2, I_2>, I_1, Z1<, Z2<$ |
| -                 | $U_{Г. N}$           | $Un(U_0)$                                |



| Защиты  |                | Уставки                                 |                               |                           |
|---|----------------|---|-------------------------------|---------------------------|
| Наименование  | Обозначение    | Наименование                            | О.Е.                          | Именованные единицы       |
| Диф. защита продольная  | $I_{\Delta G}$ | Ток срабатывания $I_{ср.о}$             | $0,15 \cdot I_n$              | 0,670 А                   |
|   |                | Коэффициент торможения, $K_t$           | 0,3                           | -                         |
|   |                | Уставка начального торможения, $I_{нт}$ | $0,5 \cdot I_n$               | 2,235 А                   |
|   |                | Тормозной ток, В                        | $1,5 \cdot I_n$               | 6,705 А                   |
| ЗЗГ   | $U_0$          | $t_1$                                   | $U_{01G}$                     | - 5 В                     |
|   |                | $t_2$                                   | $U_{02G}$                     | - 10 В                    |
|   |                | $t_3$                                   | $U_{0G}$                      | - 15 В                    |
|   |                | $U_{03}$                                | Коэффициент торможения, $K_t$ | 1,1                       |
| ЗПН   | $U>$           | 2 ступень                               | $U_{ср2}$                     | $1,4U_n$ 140 В            |
|   |                | 1 ступень                               | $U_{ср1}$                     | $1,2U_n$ 120 В            |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок | $I_2$          | СО                                      | $I_2\ сигн$                   | $0,07 \cdot I_n$ 0,313 А  |
|   |                | ПО                                      | $I_2\ пуск$                   | $0,18 \cdot I_n$ 0,805 А  |
|   |                | ОТС                                     | $I_{2с з}$                    | $0,17 \cdot I_n$ 0,760 А  |
| Защита от несимметричных к.з и перегрузок                             | $I_1$          | СО                                      | $I_{сигн}$                    | $1,07 \cdot I_n$ 4,783 А  |
|   |                | ПО                                      | $I_1\ пуск$                   | $1,1 \cdot I_n$ 4,917 А   |
|   |                | ОТС                                     | $I_1\ отс$                    | $1,224 \cdot I_n$ 5,471 А |
| ДЗ  | $Z>$           | 1 ступень                               | $Z_1$                         | 0,068 0,81 Ом             |
|   |                | 2 ступень                               | $Z_2$                         | 0,34 2,2 Ом               |
| Защита  |                | СО                                      | $I_p\ сигн$                   | $1,07 \cdot I_n$ 2,105 А  |

Согласовано  
Подпись и дата  
Взам. инв. №

|                                  |           |        |        |               |
|----------------------------------|-----------|--------|--------|---------------|
| ВКР-13.03.02-541317701-ЭС2       |           |        |        |               |
| Саяно-Шушенский филиал СФУ       |           |        |        |               |
| Изм.                             | Код.уч.   | Лист   | № док. | Подпись, Дата |
| Разраб.                          | Шеломцева |        |        |               |
| Провер.                          | Кавалева  |        |        |               |
| Т.контр.                         |           |        |        |               |
| Проектирование<br>Петровской ГЭС |           | Стадия | Лист   | Листов        |

# Петровская ГЭС на реке Медведица

Баланс энергии

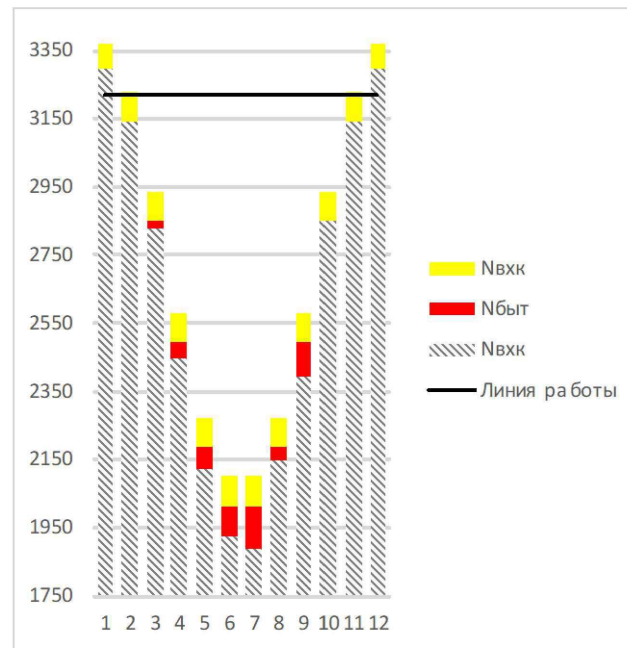
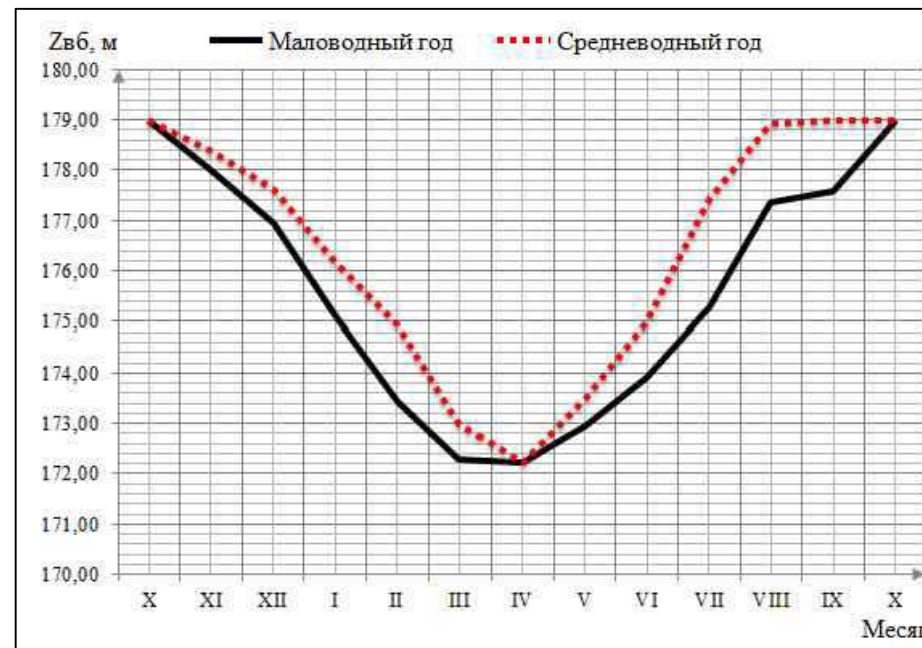


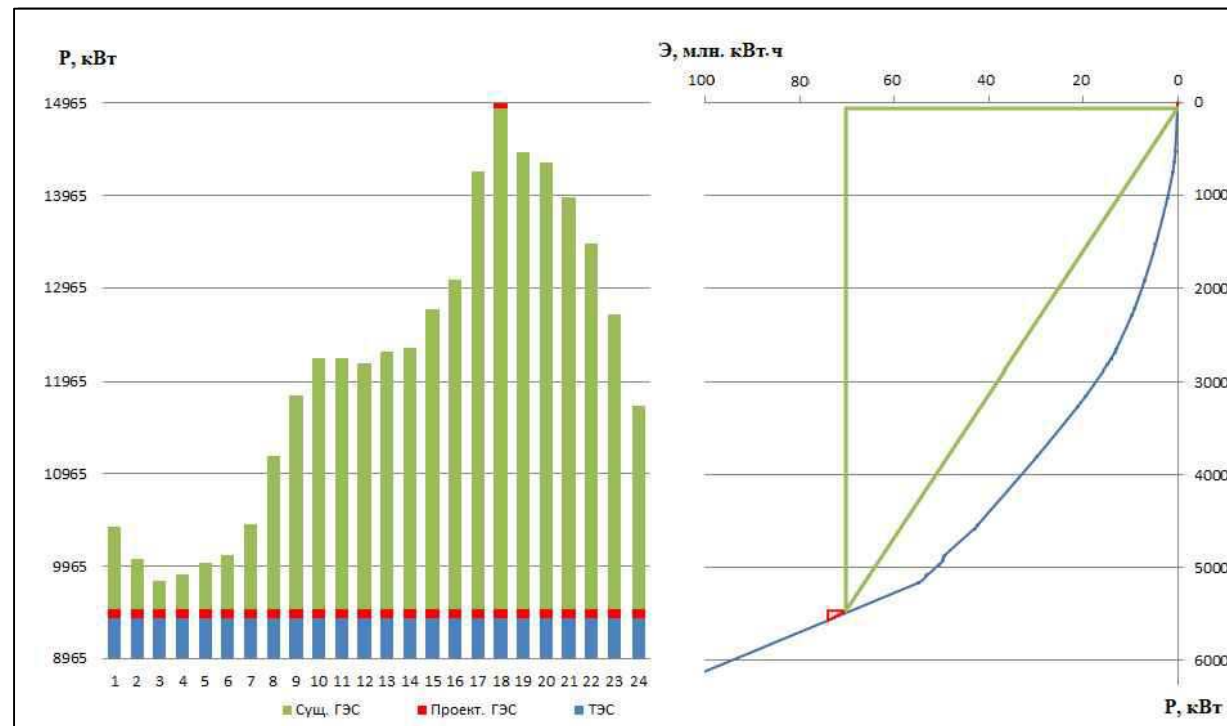
График сработки и наполнения водохранилища



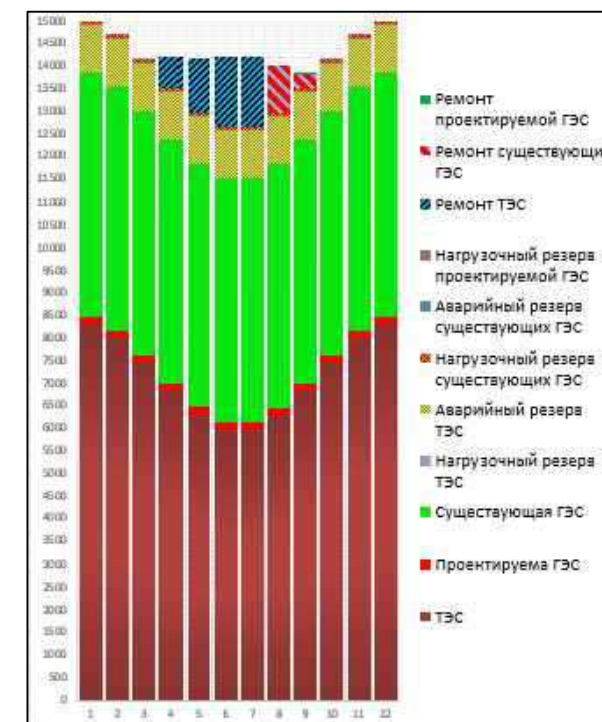
Установленная мощность ГЭС - 171 МВт

Средняя многолетняя выработка 1,029 млрд.кВт·ч

Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода



Баланс мощности энергосистемы в маловодном году




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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

«15» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Петровской ГЭС на реке Медведица. Система  
АИИС КУЭ, требования, схемы, датчики, системы сбора,  
обработки и представление данных, отчетов, взаимодействие с  
СО ЕЭС, НП АТС**

Руководитель

 13.06.18  
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры  
ГЭС СШФ СФУ  
должность

А. М. Волошин  
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.18  
подпись, дата

М. Л. Шеломенцева  
инициалы, фамилия