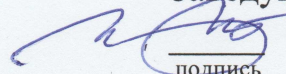


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
И.Ю. Погоняйченко  
подпись

«07» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ВВОДЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ЗАМЕНА, ХРАНЕНИЕ, КОНТРОЛЬ  
ИЗОЛЯЦИИ, ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ**

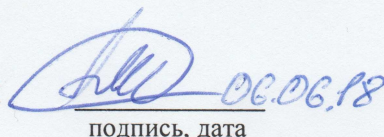
Руководитель

  
подпись, дата

Начальник ЦЭТО  
Саяно-Шушенского  
филиала  
АО «Гидроремонт ВКК»  
должность

В.А. Недорезов  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.А. Пономаренко  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма. Вводы трансформаторов. Замена, хранение, контроль изоляции, требования, преимущества и недостатки».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 03.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Замеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Давид 09.06.18</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленичкова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Иван 07.06.18</u> подпись, дата	<u>И.В. Погоняченко</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Иван 31.05.18</u> подпись, дата	<u>А.В. Шерков</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Иван 05.06.18</u> подпись, дата	<u>Т.А. Мудрик</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Иван 09.06.18</u> подпись, дата	<u>В.И. Материн</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Иван 30.05.18</u> подпись, дата	<u>В.А. Лавасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Иван 15.06.18</u> подпись, дата	<u>А.И. Забонина</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС .....	7
1 Общие сведения .....	10
1.1 Климат .....	10
1.2 Гидрологические данные .....	10
1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.4 Сейсмические условия .....	14
2 Водноэнергетические расчеты .....	15
2.1 Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки .....	15
2.2 Годовые графики нагрузки .....	18
2.3 ВЭР без регулирования. Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период .....	19
2.4 Баланс энергии .....	19
2.5 ВЭР 90%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году .....	21
2.6 Гарантированные мощности .....	23
2.7 ИКН. Выбор рабочей мощности для всех месяцев .....	23
2.8 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей .....	24
2.9 ВЭР 50%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году .....	27
2.10 Построение режимного поля .....	29
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	30
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	30
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	35
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала 36	
3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки .....	37
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора .....	38
3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	38
4 Электрическая часть .....	39
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	39
4.2 Выбор типа блоков ГЭС .....	40
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками .....	40
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками .....	40
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40
4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ...	41
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий .....	43
4.5 Выбор схемы РУ ВН .....	44

4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3».....	45
4.7	Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrKZ» .....	46
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	47
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН.....	48
4.10	Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения .....	49
5	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	50
5.2	Расчёт номинальных токов .....	50
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	51
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	53
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG) .....	53
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U <sub>n</sub> (U <sub>o</sub> )).....	55
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	58
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) .....	58
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I1).....	62
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 < .....	64
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	67
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	68
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	69
6	Компановка и сооружения гидроузла.....	71
6.1	Обоснование класса ГТС.....	71
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	71
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	71
6.3	Гидравлический расчёт плотины и НБ .....	74
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	74
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	75
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	77
6.3.4	Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову .....	79
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	81
6.3.6	Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи.....	82
6.4	Конструирование плотины.....	84
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	84
6.4.2	Расчет ширины плотины по гребню .....	86
6.4.3	Разрезка плотины швами.....	87
6.4.4	Дренаж тела бетонной плотины .....	87
6.4.5	Быки.....	88
6.4.6	Устои .....	88
6.4.7	Галереи в теле плотины.....	88

6.4.8	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	88
6.5	Фильтрационный расчет подземного контура .....	90
6.5.1	Построение эпюры фильтрационного давления для плотины на скальном основании .....	90
6.6	Определение основных нагрузок на плотину .....	91
6.6.1	Вес сооружения .....	91
6.6.2	Сила гидростатического давления воды .....	92
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	93
6.6.4	Сила фильтрационного давления .....	93
6.6.5	Давление грунта .....	93
6.6.6	Волновое давление .....	95
6.7	Расчёт прочности плотины .....	95
6.7.1	Определение напряжений .....	95
6.7.2	Критерии прочности плотины .....	98
6.8	Расчёт устойчивости плотины .....	99
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	100
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	100
7.2	Охрана труда и техника безопасности .....	100
7.3	Пожарная безопасность .....	102
7.4	Охрана окружающей среды .....	104
7.4.1	Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	104
7.4.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	104
7.4.3	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции .....	104
7.4.4	Воздействия на природную среду в строительный период .....	105
8	Технико-экономические показатели .....	108
8.1	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	108
8.1.1	Оценка объемов продаж .....	108
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	108
8.1.3	Налоговые расходы .....	110
8.2	Оценка суммы прибыли .....	111
8.3	Оценка инвестиционного проекта .....	112
8.3.1	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта .....	112
8.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта .....	113
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	113
8.4	Анализ рисков инвестиционных проектов .....	113
9	Вводы трансформаторов. Замена, хранение, контроль изоляции, требования, преимущества и недостатки .....	117
9.1	Общая информация .....	117
9.1.1	Виды изоляции вводов .....	117
9.1.1.1	Внутренняя изоляция вводов .....	117

9.1.1.2 Внешняя изоляция вводов..	118
9.1.1.3 Конструкция.....	120
9.1.2 Производители .....	120
9.1.3 Преимущества и недостатки .....	120
9.1.4 Основные требования при выборе трансформаторного ввода .....	121
9.2 Хранение .....	121
9.3 Замена .....	122
9.3.1 Такелажные работы .....	122
9.3.2 Установка на трансформатор.....	123
9.4 Требования по техническому обслуживанию и контролю .....	124
9.4.1 Требования рекомендуемые к техническому обслуживанию и надзору .....	125
9.4.1.1 Чистка поверхности изоляторов.....	125
9.4.1.2 Контроль герметичности.....	125
9.4.2 Основные методы контроля технического состояния вводов.....	125
9.4.3 Техника безопасности.....	127
9.4.4 Утилизация .....	127
9.5 Контроль изоляции .....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	131
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Графики ИКН .....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Водно-энергетические расчеты.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ В - Универсальная характеристика гидротербины ПЛ 40а-В	141

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки ..... Олёкма;
2. Местонахождение ГЭС ..... Забайкальский край;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 896 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 3696 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 7871 м<sup>3</sup>/с;  
1% ..... 6742 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 700 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 465 м;  
ФПУ ..... 467 м;  
УМО ..... 454,36 м;
  - в) объёмы:
    - полный ..... 35 км<sup>3</sup>;
    - полезный ..... 12,5 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 40,5 м;
  - б) расчётный ..... 33,0 м;
  - в) минимальный ..... 27,5 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 280 МВт;
    - гарантированная ..... 255 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 2,2 млрд. кВт·ч;
7. Плотины (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная насыпная ..... 610,9 м / 41,34 м;
  - б) правобережная глухая ..... 73,6 м / 29,36 м;
  - в) станционная ..... 115,3 м / 50 м;
  - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную ..... 20,6 м / 50 м;
  - д) водосливная ..... 73,6 м / 50 м;
8. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 4 отверстий 16м×16м;
  - в) общая длина ..... 73,6 м;
  - г) максимальная высота ..... 50 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - б) грунты в основании ..... диорит;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная таврового сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;

- д) расстояние между осями агрегатов.....22,4 м;
10. Основное оборудование:
- а) тип турбины..... ПЛ 406-В-560;
  - б) тип генератора..... СВ-850/190-48;
  - в) мощность генератора..... 72,5 МВт;
  - г) частота вращения ..... 125 об/мин;
  - д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-200000/220-У1;
11. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные капиталовложения .....22 427,86 руб./кВт;
  - б) себестоимость энергии ..... 10 коп./кВт·ч;
  - в) срок окупаемости .....5 лет 1 месяц;



## ВВЕДЕНИЕ

Около 71% поверхности Земли покрыто водой – это около 361 млн. км<sup>2</sup>. Было бы неблагоразумно не использовать столь значительный ресурс.

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно, они более надежны в эксплуатации.

Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

Современная тенденция развития гидроэнергетики в мире подтверждает важную роль использования постоянно возобновляемого экологически чистого источника энергии – воды.

Целью дипломного проекта является проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма. Строительство Олёкменской ГЭС позволит устранить дефицит электроэнергии в данном энергорайоне, а также для дальнейшего развития Забайкальского края, проектируемая станция создаст надежную энергетическую базу для добычи и переработки полезных ископаемых.

## 1 Общие сведения

### 1.1 Климат

Данный район характеризуется резко континентальным. В температурном режиме преобладают отрицательные температуры.

Наибольшее число осадков приходится на лето: вторую половину июля — первую половину августа. Питание дождевое и снеговое, роль последнего вниз по течению увеличивается. Летом бурные паводки.

Замерзает в октябре, в верховьях в отдельные годы перемерзает с февраля по март; вскрывается в мае.

### 1.2 Гидрологические данные

Устьем реки Олёкма является река Лена. Олёкма берёт начало в Муройском хребте, течёт в широкой межгорной долине на северо-восток; повернув на север, протекает между хребтами Чельбаус и Южным и Северным Дырындинскими и Каларским. Далее течёт в глубокой долине прорыва между хребтами Удокан и Становым. Ниже глубокая долина Олёкмы разделяет плоскогорья Чугинское и Чоруодское. Затем Олёкма огибает с востока Олёкмо-Чарское плоскогорье, долина расширяется, где скорость течения падает. Длина реки – 1436 м.

В таблице 1.1 приведен гидрологический ряд наблюдений в период 1930 по 1979 год.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Олёкма

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. ГОД
1930	2,7	2,1	1,7	8,2	1720	1834	3136	1227	700	409,1	79,5	15,5	824
1931	6,8	5	4,8	6,8	2811	4243	797	801	681,8	381,8	159,1	25,5	796
1932	11	1,1	0,7	26,8	1652	1697	2932	2159	455	295	86	70,5	782
1933	26,8	4,7	4,5	8,6	2925	3379	1864	783	386	170	136	19,1	778
1934	3,6	3,5	3,1	6,1	2288	2379	2818	2591	987	659	91	40	1092
1935	7	6,1	5,4	16,8	2061	3015	3705	931	823	420	82	22,7	930
1936	6,1	4,6	4,5	8,2	3561	3925	1563	806	659	318	93	10,9	805
1937	8,2	8	5,7	132	893	4334	3909	1455	1036	591	182	23,2	1102
1938	1,6	1,4	1	25	3970	4743	2136	1542	318	186	125	15	1026
1939	7,5	6,9	6	5,7	1584	1925	3500	1955	931	841	148	10	990
1940	8	4,9	4,7	11,8	2788	5697	1318	1010	636	273	70	14,5	942
1941	8,5	8,4	7,7	14,1	3015	4152	1818	955	924	200	91	77,3	948
1942	3,8	3,6	3,3	7,3	2334	2925	864	818	985	380	114	8	698
1943	5,5	0,9	0	1,2	4152	4879	1545	1114	182	159	84	63,6	1016
1944	2,8	2,6	2	20,5	1338	1470	2705	1136	801	795	114	16,4	808
1945	5,7	4,5	4,4	23,6	2652	5061	3045	1242	614	398	205	104	1055
1946	7,1	7	6,5	4,5	4288	4788	1182	905	91	64	34	12,5	882
1947	1,8	1,6	1,1	31,8	2834	3288	2227	1145	756	432	109	13,2	893
1948	3	2,9	2,5	9,1	1765	2106	1773	1205	655	841	98	86,4	767
1949	3,4	0,6	0,5	13,6	3379	3788	1909	910	250	136	95	72,7	859
1950	7,5	7,2	5,1	2	2606	2834	1000	864	705	695	86	61,4	769

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. ГОД
1951	17,3	15	12	34,1	3106	4970	1609	1230	591	384	102	15	805
1952	4	3,8	1,9	10,7	1970	4425	3773	2100	205	125	95	31,8	917
1953	19,8	9,8	8,2	10	2856	5606	1682	1500	727	455	75	59,1	1023
1954	3	0,4	0,2	7,3	2379	2470	1841	1300	500	375	143	17,7	694
1955	10,5	10	9,3	179	3788	5288	1591	1045	1065	286	232	47,7	1135
1956	4,2	4	3,5	16	4334	5243	1795	1053	136	57	50	34,1	992
1957	14,1	12	10	2,5	3925	4061	3067	1403	409	205	30	10,2	797
1958	5,9	5	4,9	9,3	1811	4379	2756	886	711	391	100	11,1	723
1959	4,5	4,2	3,7	63,6	2561	2743	773	750	526	477	86	6,6	687
1960	5,5	4,6	4,2	14,5	3652	5334	1727	985	114	84	77	40,9	944
1961	21,6	13	9,1	40,9	2515	2561	1614	1386	752	727	61	52,3	824
1962	2,4	0	0	12,7	3197	3697	2045	1452	852	366	182	15	956
1963	8,9	7	7	3,4	1879	4925	2341	1652	702	327	98	8,6	961
1964	3,5	3,4	2,3	11,4	4106	5379	1409	1223	568	389	159	8,2	1049
1965	5,1	4,5	4	27,3	2743	4015	1386	906	432	341	20	17	791
1966	7,9	7,4	4,5	12	1925	2288	2795	2409	795	568	111	95,5	918
1967	12,3	4,4	3,9	20	2470	2652	1955	1705	545	500	105	20,9	833
1968	9,3	8,2	7,4	40,9	2879	5561	1773	1042	273	48	41	4,8	940
1969	3,1	3,1	2,5	15	2152	3197	3364	1852	818	705	59	56,8	921
1970	23,6	4,5	4,1	38,6	4243	4515	2477	1692	841	227	100	75	1106
1971	3,3	3,2	2,8	12,3	3675	4697	1636	1023	523	386	59	54,5	949
1972	18,6	12	11	100	3288	3470	2703	1652	727	636	102	11,6	795
1973	7,9	7,6	6,8	17,3	2197	5470	1750	1236	227	105	57	51,1	846
1974	2	1,8	1,5	15,9	4402	4652	2785	1452	545	545	95	90,9	974
1975	2,6	2,4	2,2	81,8	2425	3106	2636	1452	864	682	52	47,7	895
1976	17	4,8	4,6	18,2	2925	5652	1500	1236	500	352	41	22,7	960
1977	10,2	8,6	5,2	15,5	3720	3970	1091	987	80	75	45	5,9	779
1978	3,2	3	2,9	54,5	4061	4743	1455	1068	705	523	43	19,3	1009
1979	8	4,7	4,3	13,2	3334	4470	841	979	477	250	68	7	839
Ср. многолет.	8	5	4	26	2863	3920	2078	1284	596	385	95	34	896

Среднемноголетний расход составляет 896 м<sup>3</sup>/с.

Координаты кривой связи нижнего и верхнего бьефа представлены в таблице 1.2 и 1.3 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 - Координаты кривой связи нижнего бьефа и расхода

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла		
Zнб	Qлето	Qзима
423,0	0,0	0,0
425,5	1000,0	700,0
427,5	1900,0	1400,0
429,5	2900,0	2200,0
431,0	3900,0	3000,0
432,2	5000,0	4000,0
433,0	6000,0	4900,0
433,5	7000,0	5700,0
433,9	8000,0	6600,0
434,2	9000,0	7500,0
434,4	10000,0	8500,0

### Кривая связи $Z_{нб}=f(Q_{нб})$

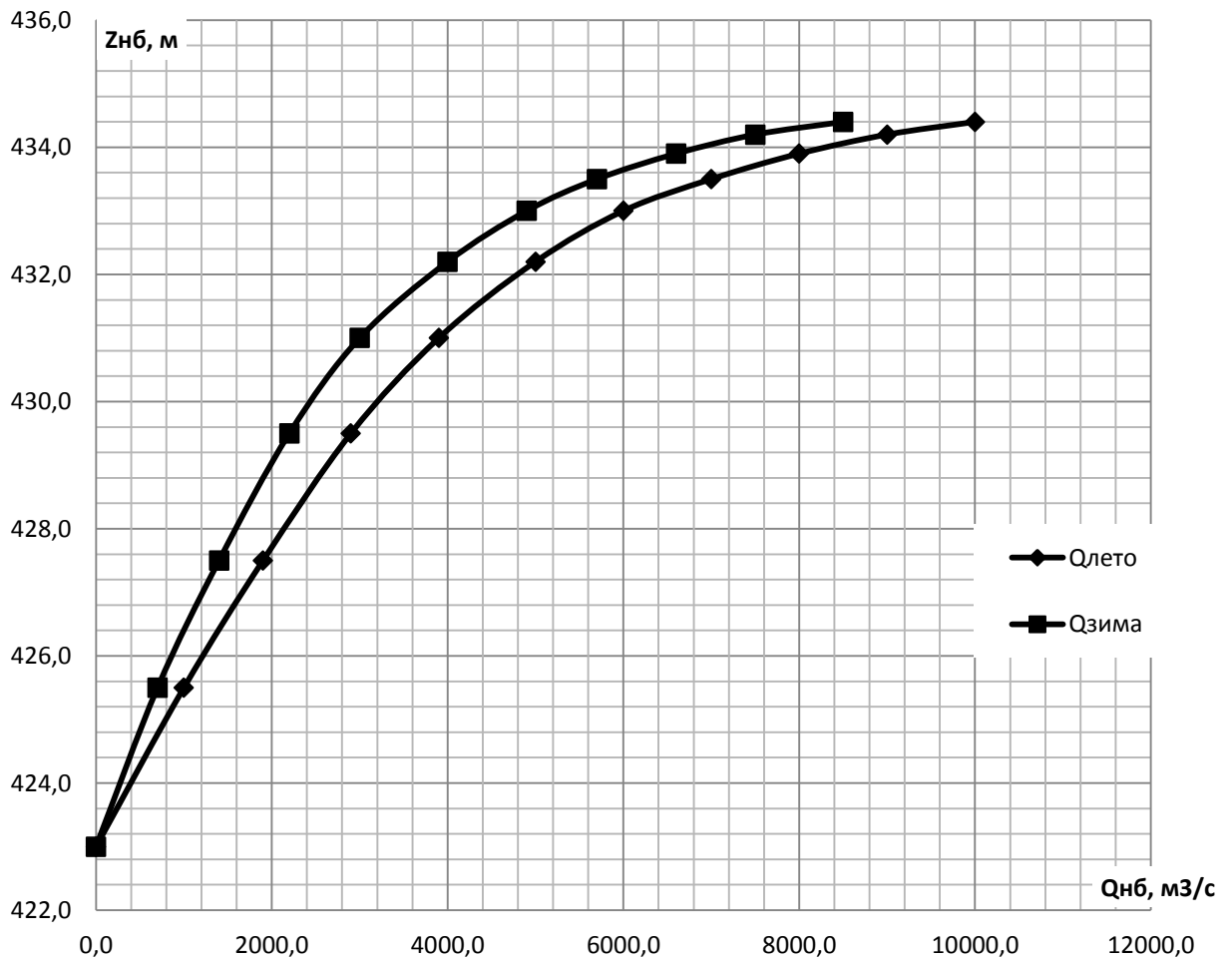


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и нижнего бьефа

Таблица 1.3 - Данные для построения кривой связи  $Z_{вб} = f(V)$

$Z_{вб}$ , м	V	$Z_{расч}$ , м	$\Delta$
423,0	0,0	422,5	0,5
424,0	0,6	424	0
429,0	3,0	429	0
436,0	7,3	436	0
444,0	13,1	444	0
452,0	20,1	452	0
460,0	29,2	460	0
465,0	35,0	473,6	-8,6

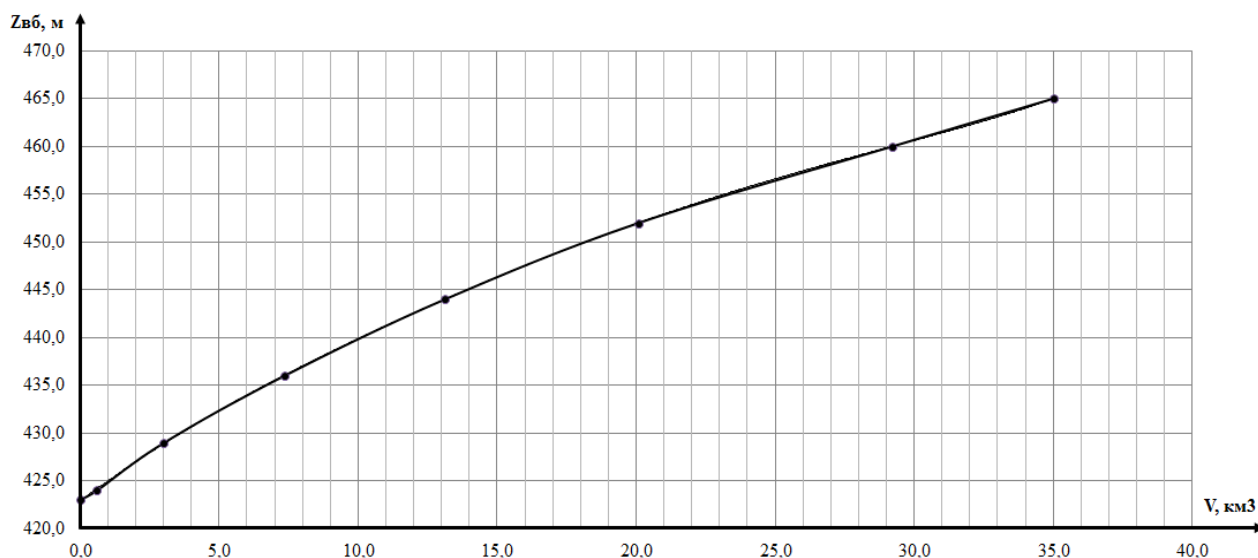


Рисунок 1.2 - Кривая связи  $Z_{вб} = f(V)$

Потери расхода на фильтрацию представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Потери расхода на фильтрацию

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
$Q_{испар}$ м³/с	1	1	1	1	1	1	9	9	1	1	1	1
$Q_{лед}$ м³/с	2	2	2	-6	-4	0	0	0	0	0	2	2
$Q_{фильтр}$ м³/с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Sigma Q_{потерь}$ м³/с	4	4	4	-4	-2	2	10	10	2	2	4	4

Требования участников ВХК представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Требования участников ВХК

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
$Q_{ВХК}$ м³/с	350	350	350	700	700	700	700	700	700	350	350	350

Потери напора в водопропускных сооружениях  $\Delta h = 0,4$  м.

Санитарный попуск в нижний бьеф устанавливается в размере не менее  $180 \text{ м}^3/\text{с}$ .

НПУ Олёкминской ГЭС 465 м.

### 1.3 Инженерно-геологические условия

В основании сооружения залегает диорит. Ширина по створу 959 метров. Дно находится на отметке 423 метров.

## **1.4 Сейсмические условия**

По требованиям СНиП [1] территория Забайкальского края может быть отнесена к сейсмичности 7 баллов. В данной области возникают минимальные колебания земной коры.

## 2 Водноэнергетические расчеты

### 2.1 Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки

Для расчетных суточных графиков нагрузки строятся интегральные кривые нагрузки. Построение типовых графиков и ИКН выполнено по методике [2,стр.23]. Суточные графики нагрузки и ИКН представлены на рисунках 2.1 и 2.2 и в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Суточное распределение нагрузки

t	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	Рзима	Рлето	Рзима	Эзима	Рлето	Элето
	МВт	МВт	МВт	МВт·ч	МВт	МВт·ч
1	783	543	2,6	2,6	2	2
2	802	538	8,9	15,2	2,5	2,9
3	833	551	16,9	39,2	2,7	3,5
4	856	561	21,2	56,3	2,9	4,5
5	875	589	22,8	64,1	3,9	9,2
6	886	614	22,9	64,8	4,7	14,3
7	886	628	30,9	120,7	5,3	18,2
8	878	640	32,0	129,8	7,6	37,3
9	872	638	33,4	142,7	8,5	44,7
10	869	629	36,1	169,3	10,4	64,3
11	869	638	39,1	202,3	10,9	69,7
12	877	635	39,2	203,7	11,7	78,5
13	892	636	39,4	206,5	16,5	141,3
14	906	637	53,0	396,2	26,5	281,7
15	909	637	69,3	640,7	41,3	503,3
16	900	632	76,0	748,3	51,0	658,9
17	887	632	91,3	1007,7	65,4	903,7
18	869	630	106,3	1278,6	79,2	1152
19	839	635	117,3	1488,3	83,1	1226,4
20	817	624	125,3	1647,3	88,9	1342,6
21	791	599	131,0	1767,4	89,1	1346,4
22	778	575	138,2	1925,5	96,6	1511,9
23	770	557	138,5	1933,3	102,3	1642
24	770	551	908,6	20414	640,1	14549,2

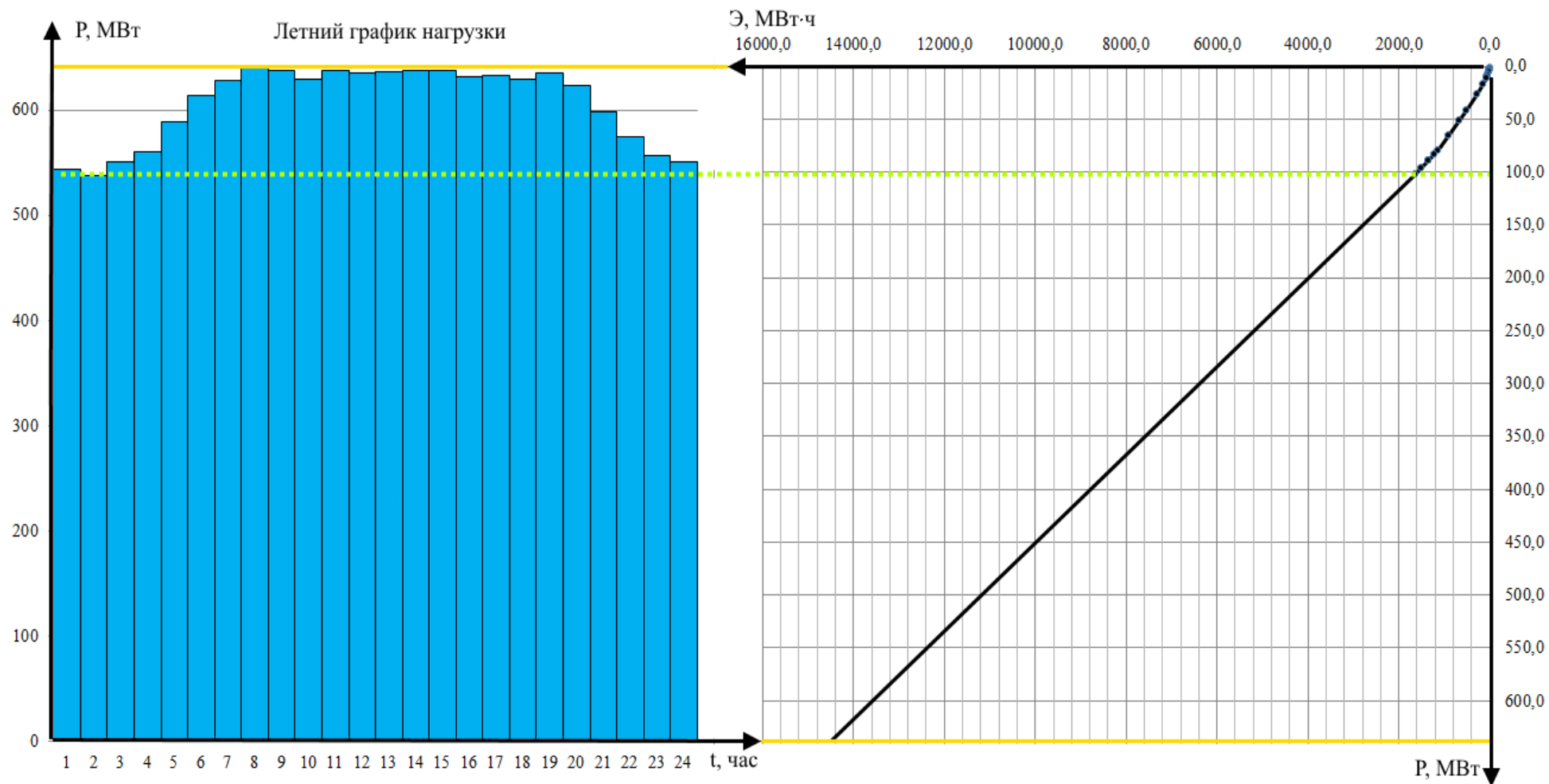


Рисунок 2.1 - Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода.



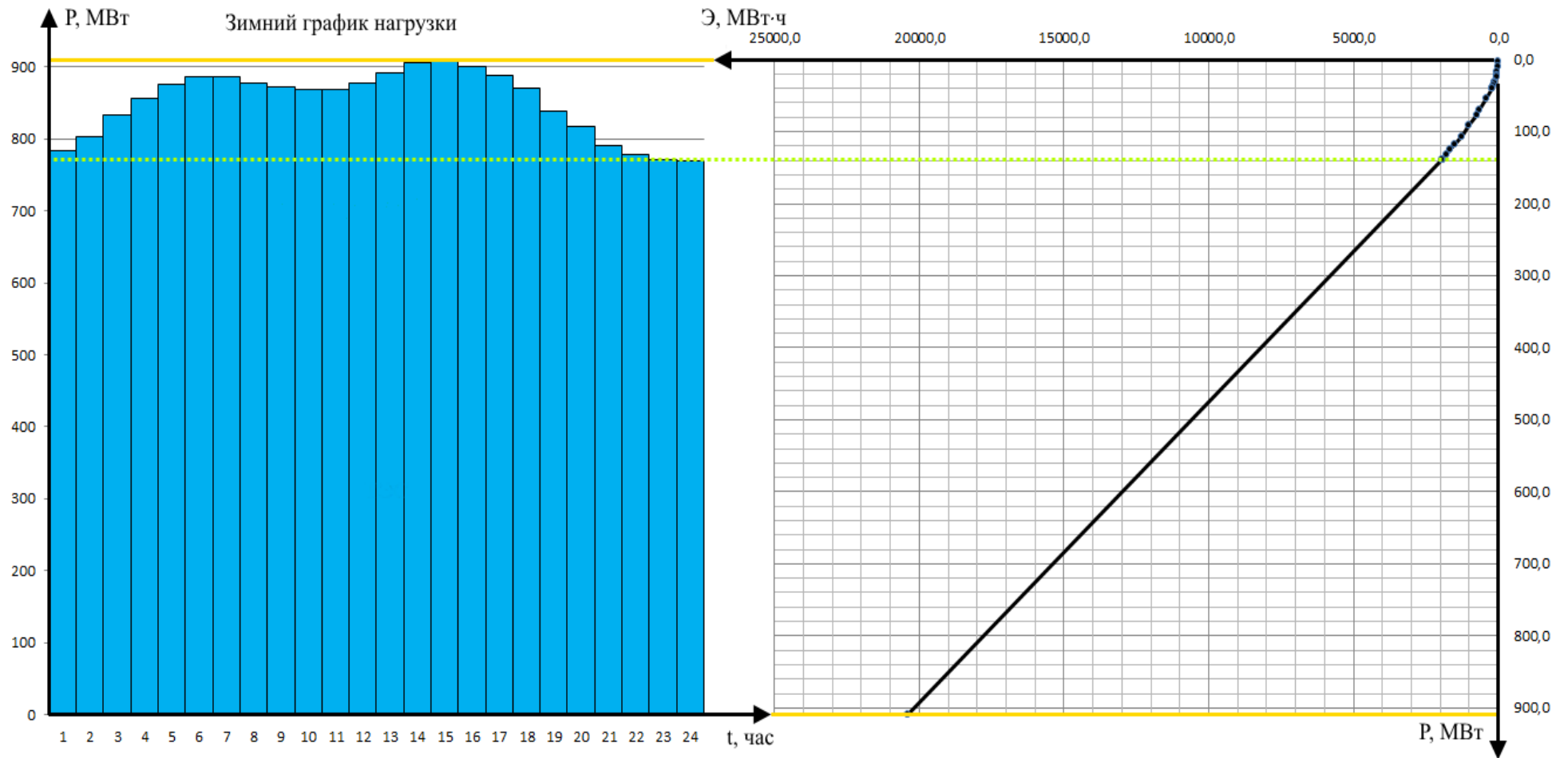


Рисунок 2.2 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода.

## 2.2 Годовые графики нагрузки

Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданных максимуме нагрузке, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы приведены в таблице 2.2 и изображены на рисунке 2.3.

Таблица 2.2 - Максимальные и среднемесячные нагрузки энергосистемы

Месяц	$P_t^{\max}$ , МВт	$P_t^{\text{cp}}$ , МВт
1	904	846
2	869	815
3	809	760
4	740	697
5	679	642
6	645	610
7	645	610
8	679	642
9	740	697
10	809	760
11	869	815
12	904	846

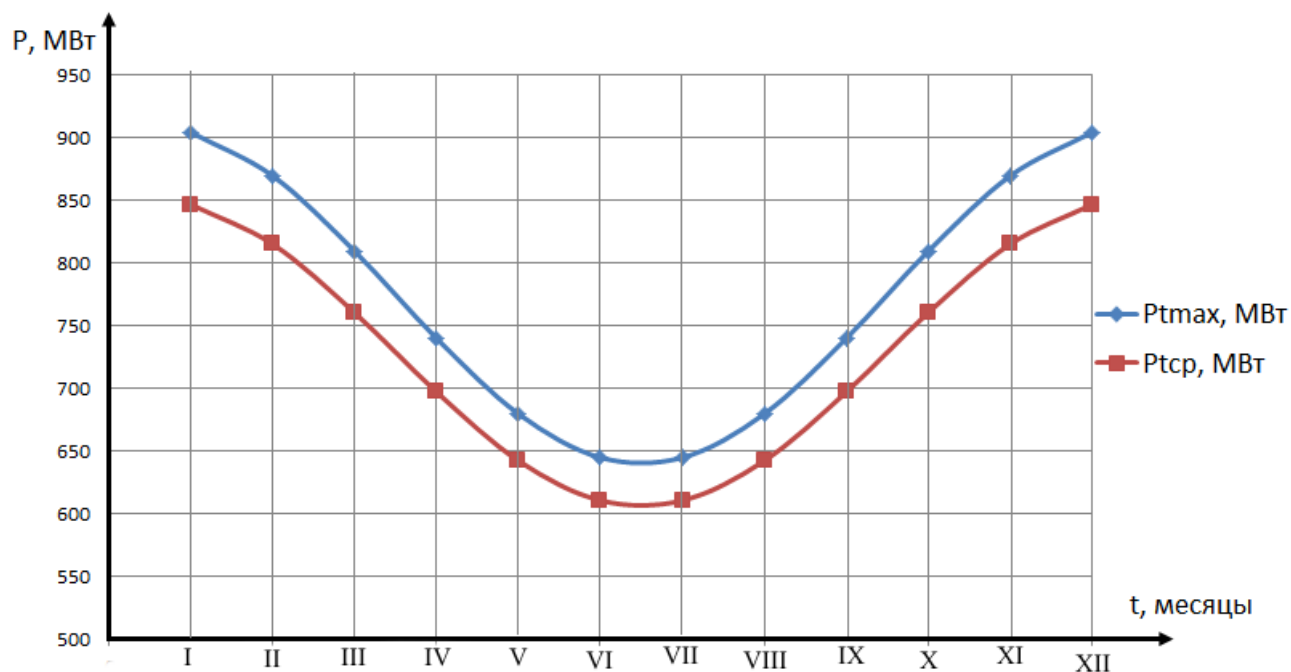


Рисунок 2.3 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

### 2.3 ВЭР без регулирования. Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период

Для расчетов берем расходы маловодного года и вносим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК и потерь

	январь	февраль	Март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Q,быт 90%	8	7	5	2	2606	2834	1000	864	977	773	86	61
Q,испар	1	1	1	1	1	1	9	9	1	1	1	1
Q, лед	2	2	2	-6	-4						2	2
Q ,фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q, 2ЛЗ ВХК	350	350	350	700	700	700	700	700	700	350	350	350
Q, сан.попуск	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
сум. Q потерь	4	4	4	-4	-2	2	10	10	2	2	4	4
Q полезное ,	4	3	1	6	2608	2832	990	854	975	771	82	57
Отметка нпу	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Отметка нб	423	423	423	423	432	432	427	426	427	426	423	423
Напор	42	42	42	42	33	32	38	38	38	38	41	41
N быт	1	1	0	2	740	791	321	280	316	255	29	20
Q, ВХК	350	350	350	700	700	700	700	700	700	350	350	350
Отметка нпу	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Отметка нб	425	425	425	426	426	426	426	426	426	425	425	425
Напор	40	40	40	39	39	39	39	39	39	40	40	40
N вхк	121	121	121	233	233	233	233	233	233	121	121	121

$$\sum N_{\text{быт}} = 2758 \text{ МВт}; \sum N_{\text{вхк}} = 2123 \text{ МВт}; \sum \Delta N = 635 \text{ МВт}.$$

Расчёт режимов произвели для учёта потерь и расчёта избытка мощности  $\sum \Delta N = 635 \text{ МВт}$ .

Эти данные используем для размещения линии гарантированной мощности, на балансе энергии энергосистемы. Конечное размещение линии гарантированной мощности зависит от результатов водноэнергетического расчёта. Для этого строим баланс энергии и размещаем линию гарантированной мощности и записываем значения гарантированных мощностей.

### 2.4 Баланс энергии

Баланс энергии показан на рисунке 2.4.

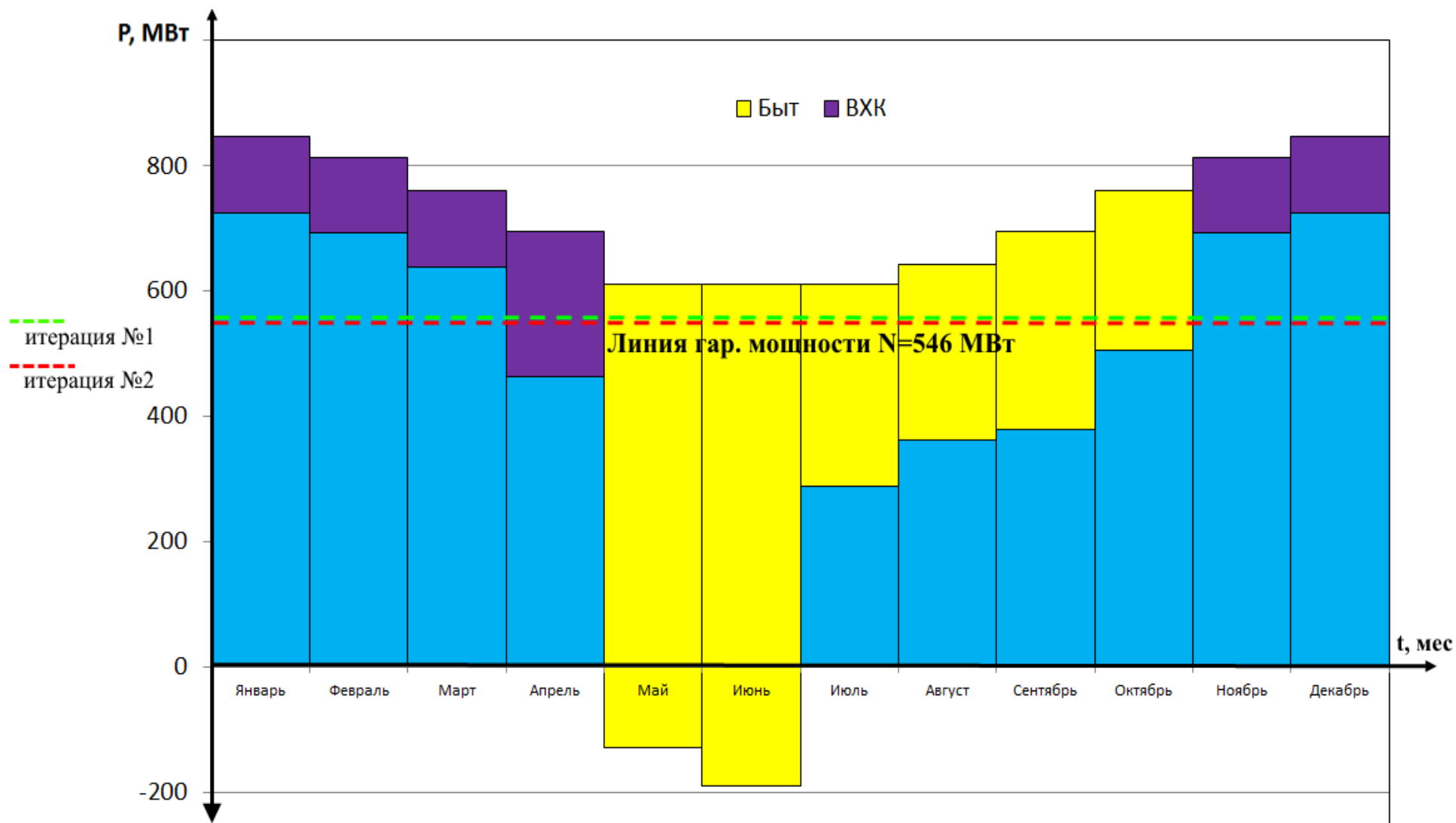


Рисунок 2.4 - Баланс энергии

## 2.5 ВЭР 90%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

По результатам первой итерации получилось, что водохранилище переполнилось. Принимаем решение на балансе энергии опустить линию гарантированной мощности на 10 МВт, тем самым увеличив гарантированную мощность на 10 МВт в каждом месяце и заново произведем расчёт.

Результаты первой и второй итерации приведены в таблицах 2.4 и 2.5 соответственно.

Согласно приведенным расчетам, отметка УМО принята равной 454,36 , так как она является низшей за расчетный период.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году представлен на рисунке 2.5.

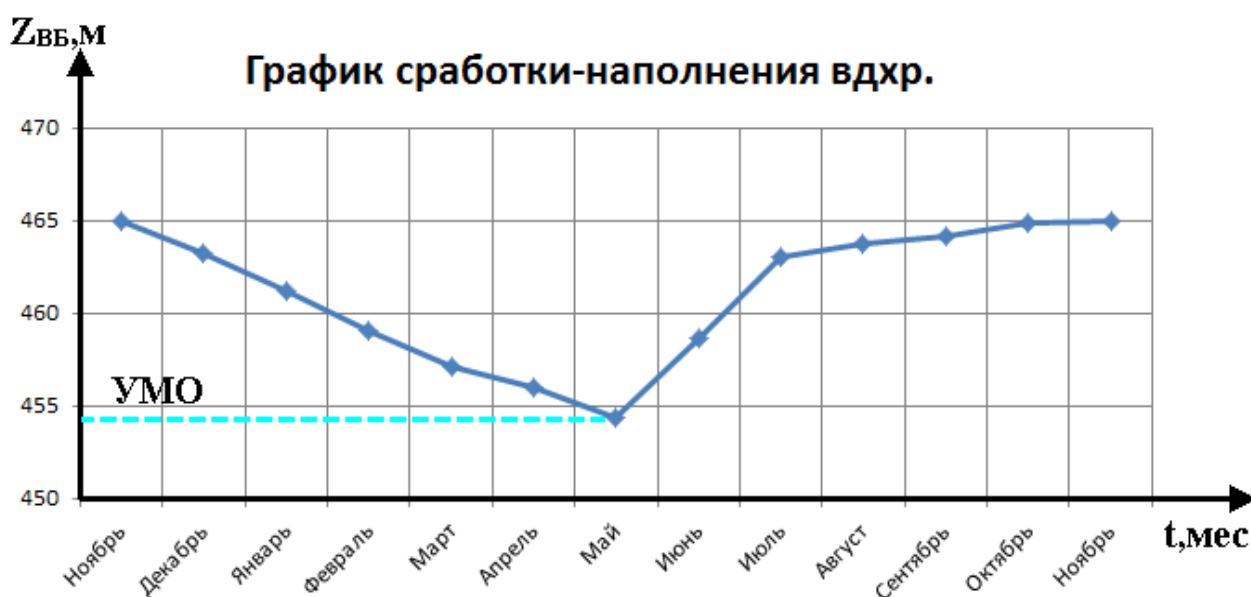


Рисунок 2.5 - График сработки-наполнения водохранилища

Таблица 2.4 - Водно-энергетический расчёт, 1 итерация

t, месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
11	82	1	665	0	747	748	350	35	1,72	33,28	465,00	463,32	464,16	426,04	38,12	245	245
12	60	1	890	0	950	951	350	33,28	2,31	30,97	463,32	461,38	462,35	426,77	35,58	291	290
1	4	1	1010	0	1014	1015	350	30,97	2,62	28,35	461,38	459,33	460,36	427,00	33,36	291	290
2	3	1	890	0	893	894	350	28,35	2,31	26,04	459,33	457,49	458,41	426,57	31,84	245	245
3	1	1	490,00	0	491	492	350	26,04	1,27	24,77	457,49	456,42	456,95	425,07	31,88	135	135
4	6	1	700	0	706	707	700	24,77	1,81	22,96	456,42	454,80	455,61	425,89	29,72	180	по ВХК
5	2608	1	-1900	0	708	709	700	22,96	-4,92	27,88	454,80	458,97	456,88	425,90	30,98	189	по ВХК
6	2832	1	-2132	0	700	701	700	27,88	-5,53	33,41	458,97	463,44	461,20	425,87	35,33	213	по ВХК
7	990	1	-290	0	700	701	700	33,41	-0,75	34,16	463,44	464,15	463,80	425,87	37,93	228	по ВХК
8	854	1	-155	0	699	700	700	34,16	-0,40	34,56	464,15	464,55	464,35	425,87	38,48	231	по ВХК
9	975	1	-276	0	699	700	700	34,56	-0,72	35,28	464,55	465,30	464,93	425,87	39,06	235	по ВХК
10	771	1	-70	0	701	702	700	35,28	-0,18	35,46	465,30	465,50	465,40	425,87	39,53	238	по ВХК

Таблица 2.5 - Водно-энергетический расчёт, 2 итерация

t, месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
11	82	1	700	0	782	783	350	35	1,81	33,19	465,00	463,24	464,12	426,17	37,95	255	255
12	60	1	930	0	990	991	350	33,19	2,41	30,78	463,24	461,23	462,23	426,91	35,32	301	300
1	4	1	1060	0	1064	1065	350	30,78	2,75	28,03	461,23	459,08	460,15	427,17	32,98	302	300
2	3	1	940	0	943	944	350	28,03	2,44	25,59	459,08	457,11	458,09	426,75	31,35	254	255
3	1	1	500,00	0	501	502	350	25,59	1,30	24,30	457,11	456,00	456,56	425,11	31,44	135	135
4	6	1	700	0	706	707	700	24,30	1,81	22,48	456,00	454,36	455,18	425,89	29,29	178	по ВХК
5	2608	1	-1910	0	698	699	700	22,48	-4,95	27,43	454,36	458,61	456,48	425,86	30,62	184	по ВХК
6	2832	1	-2130	0	702	703	700	27,43	-5,52	32,95	458,61	463,03	460,82	425,88	34,94	211	по ВХК
7	990	1	-290	0	700	701	700	32,95	-0,75	33,70	463,03	463,71	463,37	425,87	37,50	226	по ВХК
8	854	1	-155	0	699	700	700	33,70	-0,40	34,11	463,71	464,10	463,90	425,87	38,04	229	по ВХК
9	975	1	-275	0	700	701	700	34,11	-0,71	34,82	464,10	464,81	464,45	425,87	38,58	232	по ВХК
10	771	1	-70	0	701	702	700	34,82	-0,18	35,00	464,81	465,00	464,91	425,87	39,03	235	по ВХК

## 2.6 Гарантированные мощности

В результате сработки по маловодному году получили 12 мощностей. В январе, декабре, феврале, ноябре и марте работаем по гарантированной мощности 300, 255 и 135 МВт соответственно, остальные месяцы с учетом требования ВХК. 12 мощностей сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Значения мощностей

Месяц	Янв	Февр	Март	Апре	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек
N, МВт	300	255	135	178	184	211	226	229	232	235	255	300

## 2.7 ИКН. Выбор рабочей мощности для всех месяцев

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

Для выбора рабочей мощности выполняем построение ИКН для каждого месяца, для чего на сайте системного оператора находим данные максимальной мощности для каждого месяца.

Результатом построения являются 6 ИКН начиная с января и заканчивая июнем, совмещенных с суточным типовым графиком нагрузки для соответствующего месяца.

После построения, необходимо на каждую ИКН вписать среднюю выработку за каждый месяц, предварительно разбив ее на 2 или более частей для работы в базе, пике или полу-пике графика нагрузки, а также существующие ГЭС.

Выработка базовой части считается по формуле:

$$Э_{базы} = \frac{Q_{\min(\text{ВХК})}}{2} * H * k_n * 24, \text{Вт} \cdot \text{ч}, \quad (2.1)$$

где  $H$  –напор в заданный месяц.

Оставшуюся выработку считаем, как разность полной выработки за месяц и выработки в базе. Перемещая катет выработки по графику ИКН меняем рабочую мощность в месяце.

В приложение А, рисунки А.1-А.6, представлены 6 ИКН.

Выбранные рабочие мощности сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Значения рабочих мощностей

Месяц	Янв	Февр	Март	Апре	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Октя	Нояб	Дек
Nраб, МВт	265	230	170	219	229	235	247	254	258	269	230	265

## 2.8 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей

Величина резервов, требующихся в конкретной энергосистеме, рассчитываем по методике [2, стр.46].

Установленную мощность ГЭС можно представить в виде суммы:

$$N_{уст}^{гэс} = N_{раб.}^{гэс} + N_{рез}^{нагр} \quad (2.2)$$

В данном проекте  $N_{раб.}^{гэс}$  определяется суммой катетов мощностей треугольников вписанных на ИКН за месяц январь. ИКН с обозначенными катетами мощности треугольников проектируемой ГЭС представлена в приложении А - рисунок А.1.

И для этого месяца  $N_{раб.}^{гэс} = 265$  МВт.

Нагрузочный резерв от максимальной мощности энергосистемы составляет 2,0% и находится следующим образом:

$$N_{рез.с-мы}^{нагр} = \frac{N_{max}^{с-мы}}{100\%} \cdot 2\% = \frac{750 \text{ МВт}}{100\%} \cdot 2\% = 15 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

В данной системе нет существующих ГЭС, поэтому весь рассчитанный нагрузочный резерв войдет в установленную мощность проектируемой станции.

Таким образом, установленная мощность проектируемой будет равна:

$$N_{уст}^{гэс} = 265 + 15 = 280 \text{ МВт}$$

Далее приступаем к построению баланса мощностей в маловодном году. Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Ремонтные мощности в данной таблице рассчитываются следующим образом:

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$N_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{4} = \frac{280}{4} = 70 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.4)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$N_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 = \frac{720}{4} + \frac{720}{2} = 540 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.5)$$



Данные для построения баланса мощности представлены в таблице 2.8.  
Баланс мощности представлен на рисунке 2.6.

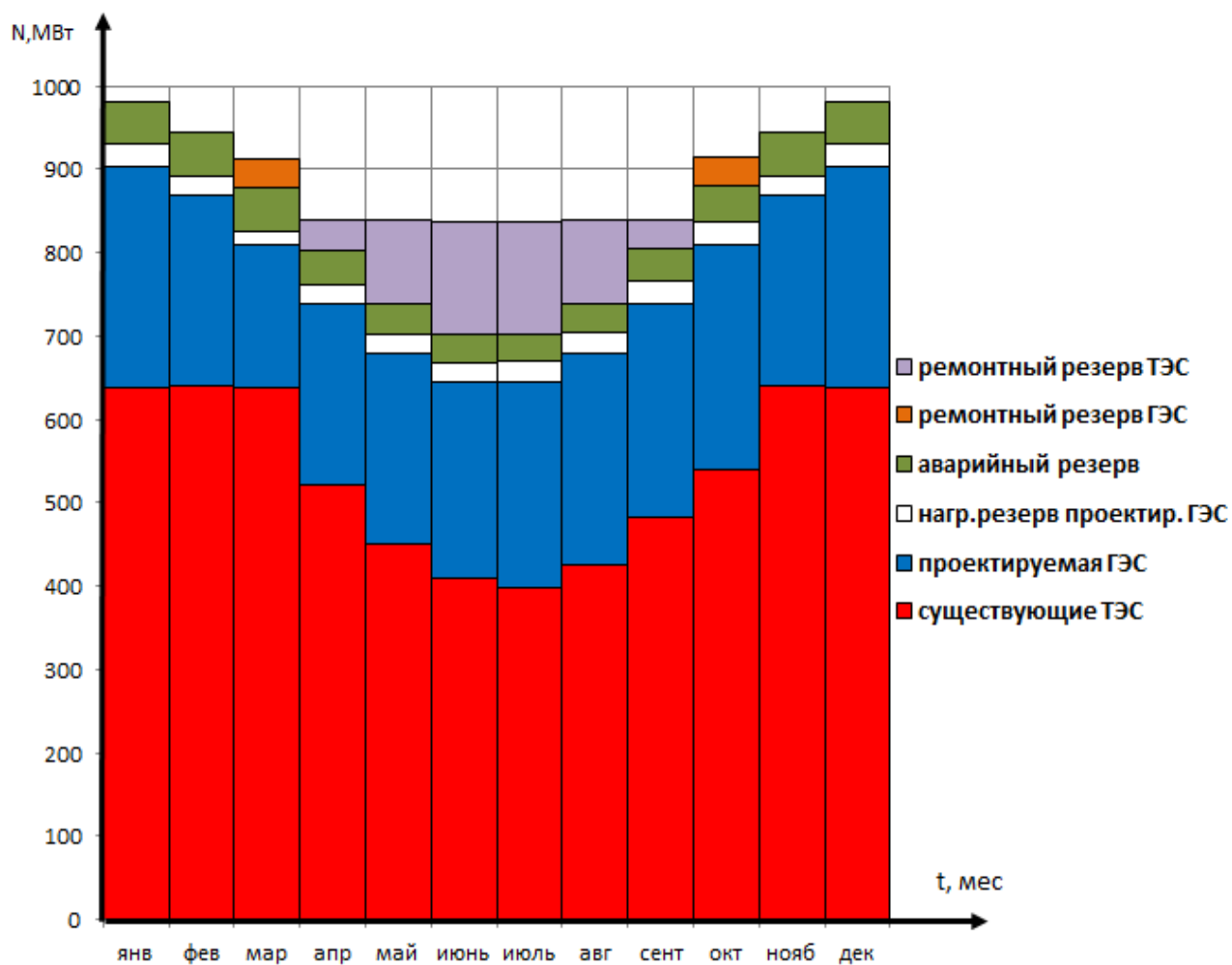


Рисунок 2.6 - Баланс мощности

Таблица 2.8 – Баланс мощности

Месяц	ЭС			проект гэс			тэс			
	P <sub>тmax</sub>	P <sub>ав.рез</sub>	P <sub>нагр.рез</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>рем</sub>
1	904	72,3	18,1	265	26,5		639	13	51	
2	869	69,5	17,4	230	23,0		639	13	51	
3	809	64,7	16,2	170	17,0	35	639	13	51	
4	740	59,2	14,8	219	21,9		521	10	42	35
5	679	54,4	13,6	229	22,9		451	9	36	100
6	645	51,6	12,9	235	23,5		409	8	33	135
7	645	51,6	12,9	247	24,7		397	8	32	135
8	679	54,4	13,6	254	25,4		425	9	34	100
9	740	59,2	14,8	258	25,8		482	10	39	35
10	809	64,7	16,2	269	26,9	35	540	11	43	
11	869	69,5	17,4	230	23,0		639	13	51	
12	904	72,3	18,1	265	26,5		639	13	51	

## 2.9 ВЭР 50%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчёт для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчёта представлены в таблице 2.9.

Среднегодовая выработка по первому варианту расчёта равна:  $\sum \mathcal{E} = 1,97$  млрд кВт·ч, а по второму:  $\sum \mathcal{E} = 2,2$  млрд кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднеегодовой.  $\mathcal{E}_{\text{ср.многолетн.}} = 2,2$  млрд кВт·ч.

Производим расчёт используя полезные бытовые расходы для Р50% обеспеченности. Работаем по тем же гарантированным мощностям, срабатываясь до отметки УМО. Строим график сработки - наполнения водохранилища для 2-ух расчётов (Рисунок 2.7).

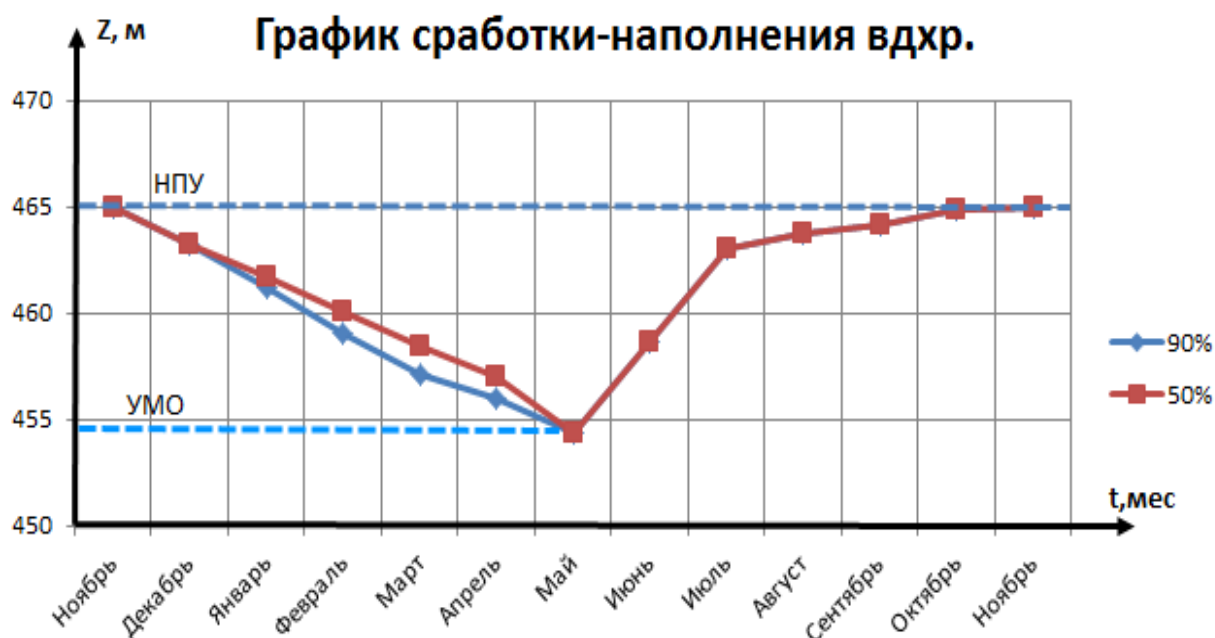


Рисунок 2.7 - График сработки - наполнения водохранилища

Таблица 2.9 - Водно-энергетический расчёт на сработку и наполнение водохранилища Р50%.

t, месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км <sup>3</sup>	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Нгэс	Нгар
11	92	1	700	0	792	793	350	35	1,81	33,19	465,00	463,24	464,12	426,21	37,91	258	255
12	68	1	700	0	768	769	350	33,19	1,81	31,37	463,24	461,70	462,47	426,12	36,35	240	300
1	8	1	800	0	808	809	350	31,37	2,07	29,30	461,70	460,07	460,89	426,27	34,62	241	300
2	7	1	800	0	807	808	350	29,30	2,07	27,22	460,07	458,44	459,26	426,26	32,99	229	255
3	6	1	700,00	0	706	707	350	27,22	1,81	25,41	458,44	456,96	457,70	425,89	31,81	193	135
4	68	1	1130	0	1198	1199	700	25,41	2,93	22,48	456,96	454,36	455,66	427,62	28,04	289	по ВХК
5	2625	1	-1910	0	715	716	700	22,48	-4,95	27,43	454,36	458,61	456,48	425,93	30,56	188	по ВХК
6	3106	1	-2120	0	986	987	700	27,43	-5,50	32,93	458,61	463,01	460,81	426,90	33,91	288	по ВХК
7	2036	1	-300	4400	1736	6137	700	32,93	-0,78	33,70	463,01	463,71	463,36	437,99	25,37	379	по ВХК
8	941	1	-155	0	786	787	700	33,70	-0,40	34,11	463,71	464,10	463,90	426,19	37,72	255	по ВХК
9	984	1	-275	0	709	710	700	34,11	-0,71	34,82	464,10	464,81	464,45	425,90	38,55	235	по ВХК
10	802	1	-70	0	732	733	700	34,82	-0,18	35,00	464,81	465,00	464,91	425,99	38,92	245	по ВХК

## 2.10 Построение режимного поля

Определив установленную мощность проектируемой ГЭС можно построить режимное поле (Рисунок 2.8). Данные для построения сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 - Режимное поле

кривая связи нб		напорные характеристики			линия огр. по расчётной Нуст		линия огр. по проп.способн.ГЭС		линия огр. по Qсан.попуск	
Qнб	Zнб,зима	Н нпу	Н умо	Hzвб1(р)	Н	Q	Н	Q	Н	Q
0	423	41,3	30,7	36,5	40	814,0	33	980,0	75	180
226	424	40,3	29,7	35,5	39	834,8	32	965,0	0	180
3000	432,5	31,8	21,2	27,0	38	856,8	31	949,8		
6000	437,8	26,5	15,9	21,7	37	879,9	30	934,4		
9000	441,9	22,4	11,8	17,6	36	904,4	29	918,7		
12000	445,9	18,4	7,8	13,6	35	930,2	28	902,7		
15000	449,9	14,4	3,8	9,6	34	957,6	27	886,4		
18000	453,2	11,1	0,5	6,2	33	986,6	26	869,9		
21000	455,6	8,7	-1,9	3,8	32	1017,4	25	853,0		
24000	457,31	7,0	-3,6	2,1	31	1050,3	24	835,7		

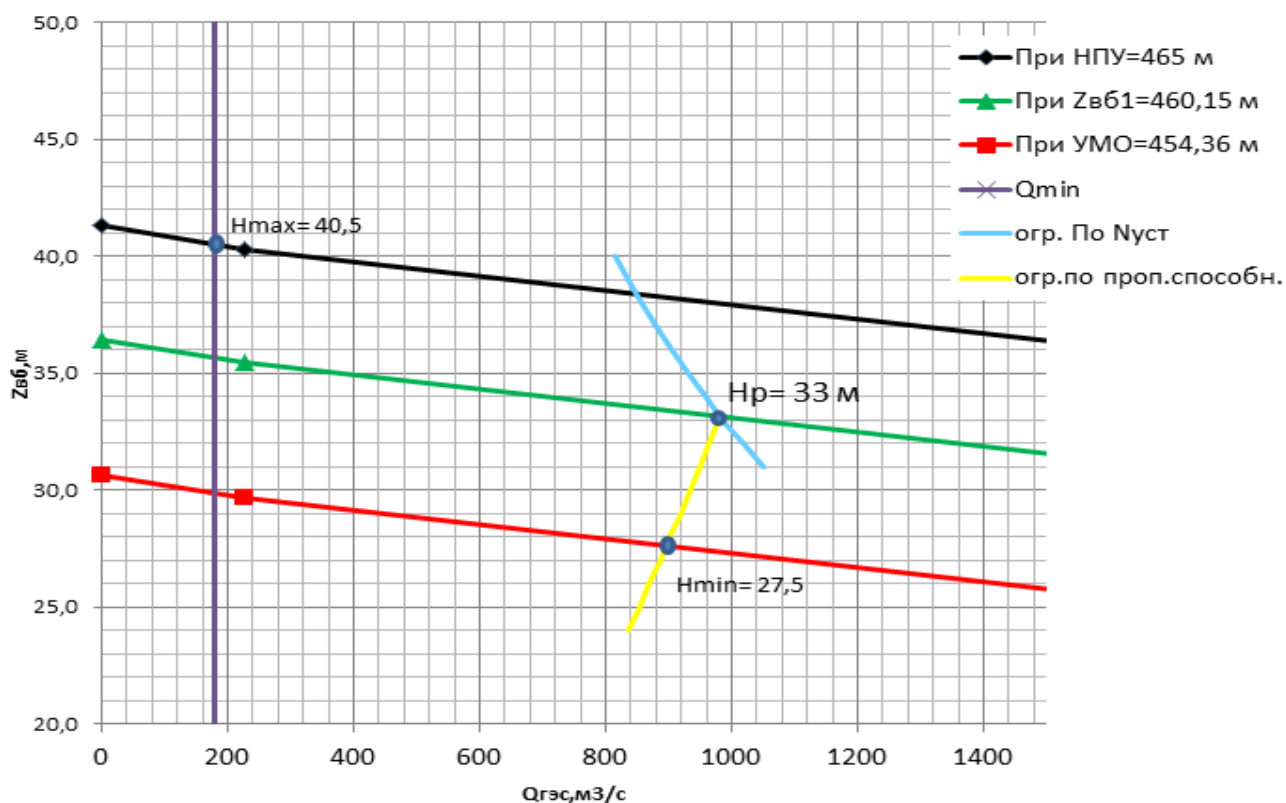


Рисунок 2.8 - Режимное поле

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Подбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать варианты диаметра рабочего колеса  $D_1$  и синхронной частоты вращения  $n$ , выполняющие условия: проектируемая ГЭС работает в режимном поле на наименьшем количестве агрегатов и с наибольшим КПД при минимальном заглублении.

Далее подбираем варианты гидротурбин, которые соответствуют известному диапазону напоров. Главные критерии подбора: значение  $H_{\max}$  должно быть меньше предельного напора  $H_{\text{пред}}$  выбранной гидротурбины, отношение  $H_{\min}/H_{\max}$  должно соответствовать справочным данным.

Основываясь на приведенных выше данных, выбираем тип гидротурбин ПЛ40а-В ПЛ40б-В и РО45-В, их параметры представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В
$H_{\text{пред}}$ , м	40	40	45
$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5	0,6
$n'_{\text{opt}}$ , мин <sup>-1</sup>	125	123	82
$Q'_{\text{opt}}$ , л/с	1020	1150	1200
$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904	0,921
$Q_{\text{I max}}$ , л/с	1800	1700	1430
$D'_{\text{Iм}}$ , м	0,46	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}$ , м	4	4	4
$t_{\text{мод}}$ , °С	10	20	8
$v_{\text{мод}}$ , м <sup>2</sup> /с	1,3	1,01	1,38

Выполняем расчет для выбранных типов гидротурбин для ряда стандартных диаметров. Все расчеты выполнены в программе Microsoft Excel. Далее приведен пример расчета для диаметра 5,6 м для турбины ПЛ40а-В.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{\text{cp}}}, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{1p} = 1,7$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G^{\text{cp}} = 0,97$  – средний КПД генератора.

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{\text{мод}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right) =$$

$$= 1 - (1 - 0,913) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{5,6}} \sqrt[10]{\frac{4}{33}} \sqrt[5]{\frac{1,79}{1,3}} \right) = 0,944, \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{1M}$  – диаметр модельной турбины;

$H_M$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p^N$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_{\text{мод}}$ ;

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

Тогда мощность агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 7,5^2 \cdot 33\sqrt{33} \cdot 0,944 \cdot 0,97 = 90,8 \text{ МВт}, \quad (3.3)$$

Предварительно число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{уст}}^p}{N_a} = \frac{280}{90,8} = 3,08, \quad (3.4)$$

где  $N_{\text{уст}}^p = 280000$  кВт – расчетная установленная мощность ГЭС.

Округляем получившееся число в большую сторону. Принимаем  $Z_a=4$ .

Получаем уточненную мощность гидроагрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{280000}{4} = 70 \text{ МВт}, \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 125 \cdot \frac{\sqrt{33 \cdot 1,03}}{5,6} = 130,4 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

где  $n'_{Iр}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,944}{0,913} = 1,03 \text{ – поправка на приведённую частоту вращения при}$$

переходе от модели к натуре.

Принимаем ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения и получаем  $n_c = 123$  об/мин.

Расчеты ПЛ40а-В других диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин

$D_{I,м}$	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,944	0,945	0,945
$N'_{а}, МВт$	90,791	104,276	115,005
$Z'_{а}, шт$	3,08	2,68	2,43
$Z_{а}, шт$	4	3	3
$N_{а}, МВт$	70,0	93,333	93,333
$\Delta_I$	1,03	1,03	1,03
$n'_{с}, об/мин$	130,4	121,7	116,0
$n_{синх}, об/мин$	136,4	125	125
$n'_{max}, об/мин$	144,5	134,9	128,5
$n'_{расч}, об/мин$	130,4	121,7	116,0
$n'_{min}, об/мин$	119,0	111,1	105,8
$Q \cdot \eta_{расч}$	1,24	1,44	1,3
$Q \cdot \eta_{max}$	0,91	1,06	0,96

Расчеты ПЛ40б-В других диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбин

$D_{I,м}$	5	5,6	6	6,3
$\eta_T$	0,936	0,936	0,937	0,937
$N'_{а}, МВт$	77,063	86,074	98,867	109,045
$Z'_{а}, шт$	3,63	3,25	2,83	2,57
$Z_{а}, шт$	4	4	3	3
$N_{а}, МВт$	70,0	70,0	93,333	93,333
$\Delta_I$	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_{с}, об/мин$	135,6	128,4	119,9	114,2
$n_{синх}, об/мин$	136,4	136,4	125	115,4
$n'_{max}, об/мин$	150,3	142,3	132,8	126,5
$n'_{расч}, об/мин$	135,6	128,4	119,9	114,2
$n'_{min}, об/мин$	123,8	117,2	109,4	104,3
$Q \cdot \eta_{расч}$	1,38	1,24	1,44	1,3
$Q \cdot \eta_{max}$	1,02	0,91	1,06	0,96

Расчеты РО45-В других диаметров представлены в таблице 3.4.



Таблица 3.4 - Параметры гидротурбин

$D_{1,М}$	5,6	6	6,3
$\eta_{г}$	0,949	0,950	0,950
$N'_{а}, МВт$	77324742	88805409	97938600,32
$Z'_{а}, шт$	3,6	3,2	2,9
$Z_{а}, шт$	4	4	3
$N_{а}, МВт$	70000000	70000000	93333333
$\Delta_1$	1,03	1,03	1,03
$n'_{с}, об/мин$	85,9	80,2	76,4
$n_{снх}, об/мин$	88,2	83,3	78,9
$n'_{маx}, об/мин$	95,2	88,9	84,6
$n'_{расч}, об/мин$	85,9	80,2	76,4
$n'_{мин}, об/мин$	78,4	73,2	69,7
$Q \cdot \eta_{расч}$	1237	1078	1304
$Q \cdot \eta_{маx}$	910	793	959

Так как представленные диаметры в таблицах не входят в режимное поле турбины и для дальнейших расчетов нам понадобится найти гидрогенератор, посмотрев в справочных пособиях, определяем, что ни к одному из рассчитанных вариантов невозможно подобрать серийный генератор. Кроме гидротурбины ПЛ40б-В с  $D_1 = 5,6$  количеством агрегатов  $Z_a = 4$ . Далее продолжаем расчет только для этого диаметра.

Для выбранного диаметра турбины и значения синхронной частоты вращения нанесем на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ . Для этого необходимо определить три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_{расч}$  и  $H_{min}$ .

Для  $H_{max}$ :

$$n'_I = \frac{123 \cdot \sqrt{40,5 \cdot 1,04}}{5,6} = 142,3 \text{ об/мин};$$

Для  $H_{расч}$ :

$$n'_I = \frac{123 \cdot \sqrt{33 \cdot 1,04}}{5,6} = 128,4 \text{ об/мин};$$

Для  $H_{\min}$ :

$$n'_I = \frac{123 \cdot \sqrt{27,5 \cdot 1,04}}{5,6} = 117,2 \text{ об/мин};$$

Далее находим произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \frac{70}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 33^{1,5} \cdot 0,97} = 1,23 \text{ л/с} \quad (3.8)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_I$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для ограничения по генератору:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} = \frac{70}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 40,5^{1,5} \cdot 0,97} = 0,91 \text{ л/с}$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta} = \frac{180}{1 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{27,5 \cdot 1,04}} = 1,07; \quad (3.9)$$

где  $Q_{\min} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$  – минимальный расход через станцию,  
 $n=1$  – количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход.

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta} = \frac{180}{1 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{40,5 \cdot 1,04}} = 0,88; \quad (3.10)$$

Правая граница режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора. Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу, представляет собой соединённые точки  $Q'_I$  при  $H_{\min}$  и  $H_{\max}$ .

### 3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб.}(Q_{нб.}) + H_s, \quad (3.11)$$

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

Находим значение высот отсасывания в трех наиболее неблагоприятных режимах: работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб.}(Q_{нб.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

где  $B = 10,33$  м – барометрическое давление;

$Z_{нб.}(Q_{нб.})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

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

При  $H_{max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{423,21}{900} - 0,4 \cdot 40,5 - 1,5 = -7,84 \text{ м,}$$

При  $H_{расч.}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{423,17}{900} - 0,4 \cdot 33 - 1,5 = -4,84 \text{ м,}$$

При  $H_{min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{423,17}{900} - 0,4 \cdot 27,5 - 1,5 = -2,64 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитанные отметки установки рабочего колеса при вычисленных высотах отсасывания:

$$1) Z = Z_{нб.}(Q_{нб.}) + H_s = 423 + (-7,84) = 415,16 \text{ м,} \quad (3.13)$$

$$2) Z = 423 + (-4,84) = 418,16 \text{ м,}$$

$$3) Z = 423 + (-2,64) = 420,36 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрано минимальное. Принята отметка установки рабочего колеса  $Z = 415,16 \text{ м}$ .

### **3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала**

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 5,6 = 15,12 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 5,6 = 8,84 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,6 = 14,73 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 5,6 = 24,75 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,6 = 14,73 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 5,6 = 8,84 \text{ м} \quad (3.19)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 8,71 \text{ м}$$

$$r_a = 4,36 \text{ м}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_B = 7,59 \text{ м}$$

$$r_B = 3,8 \text{ м}$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,1 + 0,0033 \cdot 5,6 = 2,12 \text{ м} \quad (3.20)$$

где  $b_0$  - высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 5,6 = 2,1 \text{ м} \quad (3.21)$$

Ширина здания ГЭС.

При установки реактивных турбин ширина здания ГЭС обычно находится в пределах [4]:

$$B_{ГЭС} = (7,0 - 7,5) \cdot D_1 = 7 \cdot 5,6 = 39,2 \text{ м} \quad (3.22)$$

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{бл} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3,2 \cdot 5,6 = 18 \text{ м}, \quad (3.23)$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{мп} = B_{бл} = 18 \text{ м}.$$

Длина машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 4 \cdot 18 + 18 = 90 \text{ м}. \quad (3.24)$$

### 3.4 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслотовоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

В учебнике Д.С. Щавелева [3, с. 143] определяется тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1-40-8-2,

где 6,3 – Объем гидроаккумулятора

1 – Количество гидроаккумуляторов

40 – Сосуд рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>

- 8 – Сливной бак вместительностью 8м<sup>3</sup>
- 2 – Количество насосов.

### 3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

В учебнике Д.С. Щавелева [3, с. 143] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм . Выбранный регулятор ЭГРК-100-4.

### 3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{70}{0,85} = 82,35 \text{ МВА}, \quad (3.25)$$

где  $\cos\varphi = 0,85$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{123} = 49, \quad (3.26)$$

где  $n_c$  – синхронная частота гидрогенератора.

Опираясь на справочные данные выбираем гидрогенератор СВ-850/190-48 с  $S_{\text{ном}} = 85,5 \text{ МВА}$  и  $n_{\text{ном}} = 125 \text{ об/мин}$ .

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- Надежность и безотказность в работе;
- Маневренность схемы;
- Простота и наглядность;
- Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок;
- укрупненный блок;
- объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т – 1Г» и «1Т – 2Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

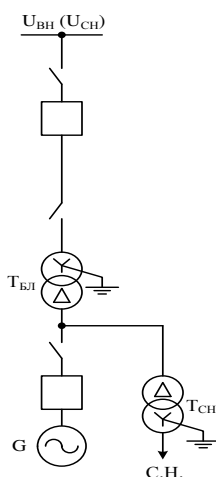


Рисунок 4.1 - Структурная схема простого блока

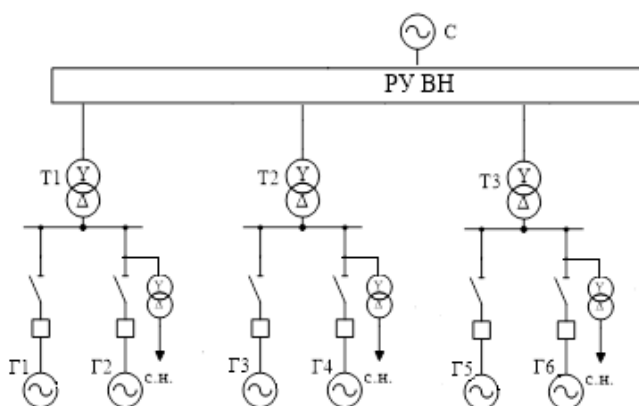


Рисунок 4.2 - Структурная схема укрупненного блока

## 4.2 Выбор типа блоков ГЭС

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{72.5 - 0.725}{0,85} = 84,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

Суммарная передаваемая мощность станции:

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot S_{\text{расч}} = 4 \cdot 84,44 = 337,76 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 100000/220.

### 4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 200000/220.

### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 4 \cdot 0,01 \cdot \frac{72.5}{0,85} = 3194 \text{ кВт} \cdot \text{А} \quad (4.3)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу компании «СлавЭнерго» выбираются два трансформатора ТСЗ-4000/13,8 УЗ.



### 4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Капитальные затраты рассчитываются по формуле (4.4):

$$K_1 = K_{PY} + K_T + K_{TCH}, \quad (4.4)$$

где  $K_{PY}$  - расчетная стоимость выключателя.

$$K_{PY}^{220} = 77\,447 \text{ тыс. руб.};$$

$K_T$  - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупненного) блока.

$$K_T^{220} = 60\,000 \text{ тыс. руб.}; \text{ (ТДЦ-100000/220);}$$

$$K_T^{220} = 120\,000 \text{ тыс. руб.}; \text{ (ТДЦ-200000/220);}$$

$K_{TCH}$  - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд единичного (укрупненного) блока.

$$K_{TCH}^{220} = 1\,445 \text{ тыс. руб.}; \text{ (ТСЗ-1600/13,8 УЗ);}$$

Таким образом, для единичных блоков:

$$K_1^{220} = (8 \cdot 77\,447 + 4 \cdot 60\,000 + 2 \cdot 1\,445) = 862\,466 \text{ тыс. руб.}$$

Для крупненного блока:

$$K_2^{220} = (6 \cdot 77\,447 + 2 \cdot 120\,000 + 2 \cdot 1\,445) = 707\,572 \text{ тыс. руб.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

Простые блоки:

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (4.5)$$

$$r_{T1} = \frac{340 \cdot 230^2}{100000^2} = 0,0017986;$$

Укрупненные блоки:

$$r_{T2} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (4.6)$$

$$r_{T2} = \frac{580,5 \cdot 230^2}{200000^2} = 0,0007677;$$

Потери активной мощности:

Простые блоки:

$$\Delta P_1 = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_T + \Delta P_X; \quad (4.7)$$

$$\Delta P_1 = \frac{72.5^2 + 13^2}{230^2} \cdot 0.0017986 + 0.102 = 184,56;$$

Укрупненные блоки:

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_T + \Delta P_X; \quad (4.8)$$

$$\Delta P_2 = \frac{72.5^2 + 13^2}{230^2} \cdot 0.0007677 + 0.084 = 78,03;$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

Простые блоки:

$$И_1 = \Delta P_1 \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0; \quad (4.9)$$

$$И_1 = 184.56 \cdot 2800 \cdot 0.3 = 155030.4 \text{ тыс. руб./год}$$

Укрупненные блоки:

$$И_2 = \Delta P_2 \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0; \quad (4.10)$$

$$И_2 = 78.03 \cdot 2800 \cdot 0.3 = 65545.2 \text{ тыс. руб./год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = E_H \cdot K_i + И_i, \quad (4.11)$$

где  $E_H$  – нормальный коэффициент.

$$З_1 = 0,15 \cdot 862466 + 155030.4 = 284400.3 \text{ тыс. руб./год}$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 707572 + 65545.2 = 171681 \text{ тыс. руб./год}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\% \quad (4.12)$$

$$P = \frac{284400.3 - 171681}{284400.3} \cdot 100\% = 39.6\%$$

В результате в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с укрупненными блоками.

#### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ равна 100 МВт. Таким образом число отходящих воздушных линий:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{S_{перед.} \cdot k}{\cos\varphi}} = \frac{337,76}{\frac{1,2 \cdot 100}{0.85}} = 3. \quad (4.13)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{л} = 3$ .

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{337.76}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,27 \text{ кА}. \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 0,27 = 297 \text{ А}, \quad (4.15)$$

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

$\alpha_T = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод **АС 240/32**. Допустимый продолжительный ток  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{337.76}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,415 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

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

## 4.5 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;

- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;

- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ – 6:

- 3 ВЛ 220 кВ;

- 2 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин и обходной. В общем виде схема представлена на рисунке 4.3.

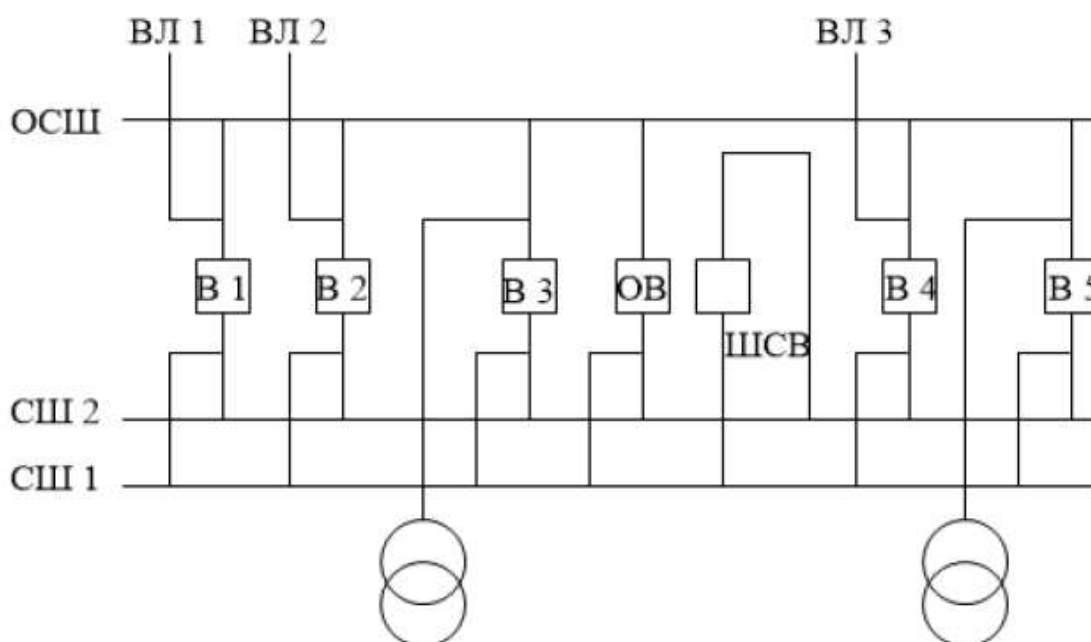


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

#### 4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

В таблицах 4.1 – 4.3 представлены исходные данные необходимые для расчета в программе «RastrWin3», результаты расчета представлены в таблицах 4.4 – 4.5. На рисунке 4.4 представлена схема для расчёта.

Таблица 4.1 - Исходные данные по узлам

Тип	Название	U <sub>ном</sub> , кВ
зак	Блок 1	14
зак	Блок 2	14
у	ОРУ	230
у	Система	220
у	Г1	14
у	Г2	14
у	Г3	14
у	Г4	14

Таблица 4.2 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	№ нач.	№ кон.	Название	г	х
Тр-р	Тр-р	3	1	ОРУ – Блок 1	0,29	31,77
Тр-р	Тр-р	3	2	ОРУ – Блок 2	0,29	31,77
ЛЭП	Выкл	3	6	ОРУ – Система	5,90	21,75
Выкл	Выкл	1	7	Блок 1 – Г1	-	-
Выкл	Выкл	2	8	Блок 2 – Г2	-	-
Выкл	Выкл	3	9	Блок 3 – Г3	-	-
Выкл	Выкл	4	10	Блок 4 – Г4	-	-

Таблица 4.3 – Исходные данные по генераторам

Название	узел	г	х	г <sub>2</sub>	х <sub>2</sub>	г <sub>0</sub>	х <sub>0</sub>	Е
Г1	5	0,010	0,270	0,010	0,27	0,010	0,18	15,594
Г2	6	0,010	0,270	0,010	0,27	0,010	0,18	15,594
Г3	7	0,010	0,270	0,010	0,27	0,010	0,18	15,594
Г4	8	0,010	0,270	0,010	0,27	0,010	0,18	15,594
Система	4	7,050	352,670	7,050	352,67	7,050	352,67	230,00

Таблица 4.4 – Результаты расчета токов трехфазного КЗ

№ сост.	Тип	П <sub>1</sub>	I <sub>1</sub> , кА
1	3ф	3	4,6852

Таблица 4.5 - Результат расчетов токов однофазного КЗ

№ сост.	Тип	П <sub>1</sub>	I <sub>1</sub> , кА
1	1ф	3	2,3489

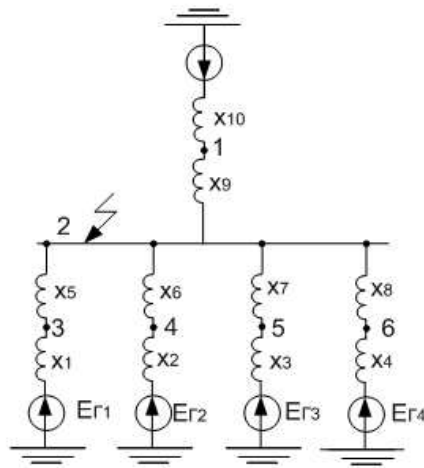


Рисунок 4.4 - Расчётная схема с точкой КЗ

#### 4.7 Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrKZ»

Точки расчёта КЗ представлены на рисунке 4.5. Результаты расчёта представлены в таблице 4.6 - 4.7.

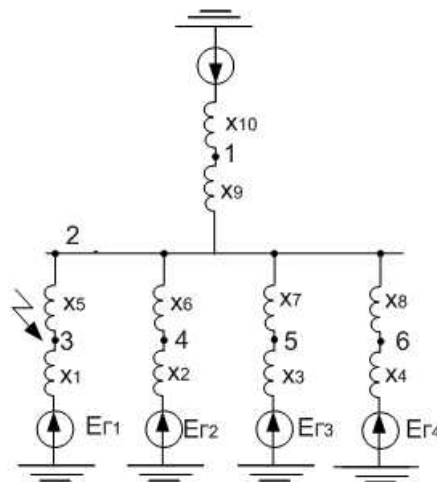


Рисунок 4.5 - Расчётная схема с точкой КЗ

Таблица 4.6 - Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

№ состояния	Тип	$\Pi_1$	$I_1$ , кА
1	3ф	5	93,8352

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

Тип КЗ	$\Pi$	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	2	7.047	19.45
3ф	2	4.685	12.92
3ф	3	93.835	258.77

#### 4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{\text{Г.раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г.НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г.НОМ}}}, \quad (4.17)$$

$$I_{\text{Г.раб max}} = 1,05 \cdot \frac{70}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3075 \text{ А.}$$

Расчётный ток в присоединении трансформатора:

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г.НОМ}} \cdot K_{\text{T}}}, \quad (4.18)$$

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{70}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot \frac{242}{13,8}} = 175 \text{ А.}$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{\text{Л1-Л3 раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Л}}} = \frac{S_{\text{Г1-Г2}} - S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г.НОМ}} \cdot n_{\text{Л}}}, \quad (4.19)$$

$$I_{\text{Л1-Л3 раб max}} = \frac{337,76}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 295 \text{ А.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{Л1-Л3 раб утяж}} = \frac{S_{\text{Г1-Г2}} - S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot (n_{\text{Л}} - 1)}, \quad (4.20)$$

$$I_{\text{Л1-Л3 раб утяж}} = \frac{337,76}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (3 - 1)} = 443 \text{ А.}$$

## 4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 443 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 7,047 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 149,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000 (таблица 4.9), а так же трансформатор тока (таблица 4.10), трансформатор напряжения (таблица 4.11), анализатор и синхронизатор (таблица 4.12).

Таблица 4.9 – Параметры разъединителя РГ-220/1000

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 443 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 149,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора тока ТВГ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 443 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица 4.11 – Параметры трансформатора напряжения ДНЕЭ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	8 В · А	30 В · А

Таблица 4.12 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность(В · А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	35

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПНп-220/680/176 фирмы ЗАО «Полимераппарат».



#### **4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения**

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс FKG1F, производства Alstom Grid(Альстом Грид), который состоит из элегазового выключателя типа FKG2S, разъединителей, разрядников, конденсаторов, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН.

## 5 Релейная защита и автоматика

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

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

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1; параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-850/190-48
мощность номинальная	полная, МВ·А	85,5
	активная, МВт	72,5
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности cos φ		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		125
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, кА		3,58
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		1,215
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X <sub>d</sub>	0,87
	переходное X' <sub>d</sub>	0,32
	сверхпереходное X'' <sub>d</sub>	0,23
индуктивное сопротивление обратной последовательности X <sub>2</sub>		0,27
емкость обмотки статора, мкФ		0,82

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ГДЦ-200000/220
мощность номинальная, МВ·А	200
номинальное напряжение, кВ	242
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y <sub>n</sub> /Δ

### 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{72,5 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,57 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3570 \cdot 1}{4000/5} = 4,46 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{72,5/0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,224 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{224 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 1,94 \text{ А}; \quad (5.4)$$

Номинальный ток ротора:

$$I_{\text{НОМ Р.}}^{(2) \text{ ТЕ ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}} \cdot U_{\text{НН ТЕ}} \cdot 1}{1,2255 \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{ТЕ ВН}}} = \frac{1215 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 13,8 \cdot 30/5} = 4,79 \text{ А}; \quad (5.5)$$

### 5.3 Перечень защит основного оборудования

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

#### На главном генераторе ГГ:

- 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:**

- 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;
- Защита от потерь охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора;

#### **На трансформаторе СН ГЭС:**

- 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:
- 3-х 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.

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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:  $I_{НОМ} = 3580$  А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.7)$$

где  $K_N = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_N$ .

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:

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

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

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

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

$I_{МАКС}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,23} \cdot 3580 = 1758,8 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.10)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{1758,8 \cdot 2}{17588,69},$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  – коэффициент надежности;

$I_{\text{T}}$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ( $I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$ ).

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

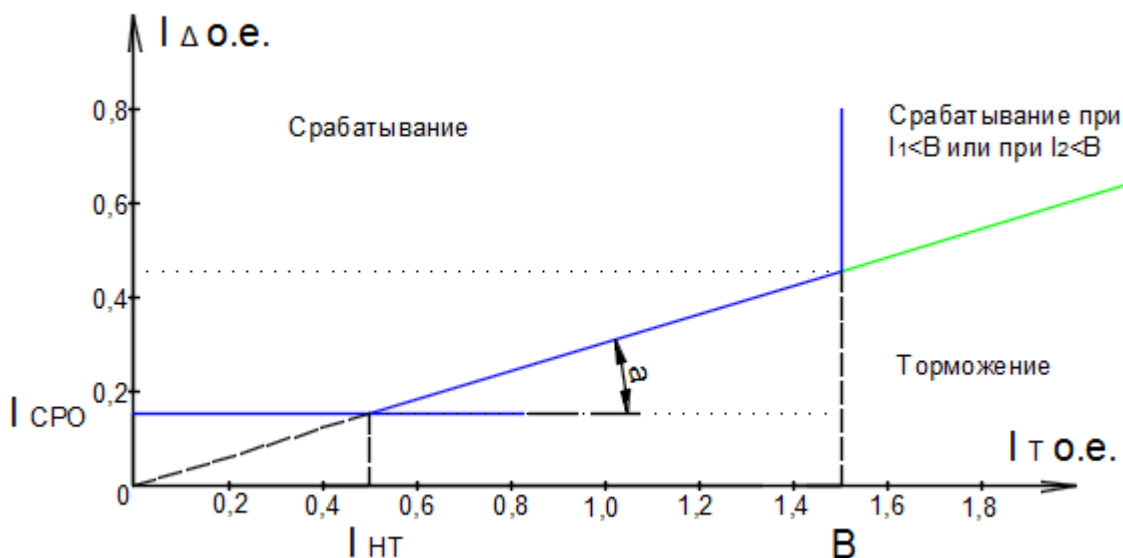


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0\text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

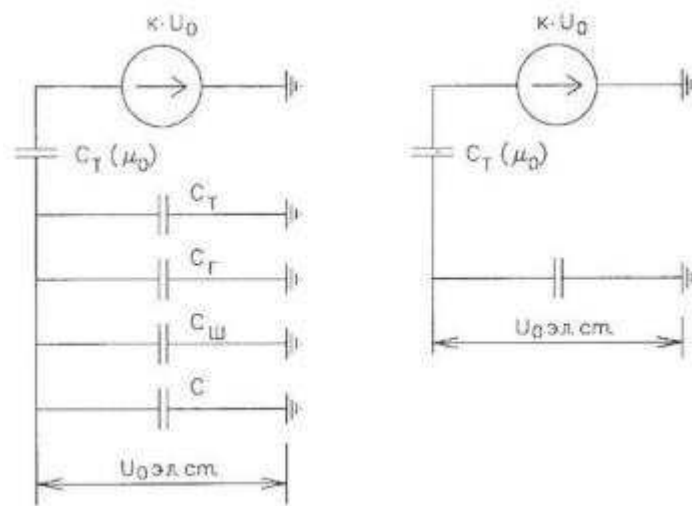


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,82 мкФ/фазу;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВЫК}}$  – емкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимается равной 0,32 мкФ/фазу;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{\text{ВЫК}} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,32 = 1,15 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

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

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

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



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

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 8,62 \text{ А}. \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,15} = 171,85 \text{ В}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.18)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 171,85}{\frac{13,8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,41,$$

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, регулируемое 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 0,5с 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 и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.19)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,3 % 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.

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

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

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

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

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

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

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

#### 5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ )

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  $I_{*2}$ :

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

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

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

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

где  $A = 30$  – 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:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

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

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

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

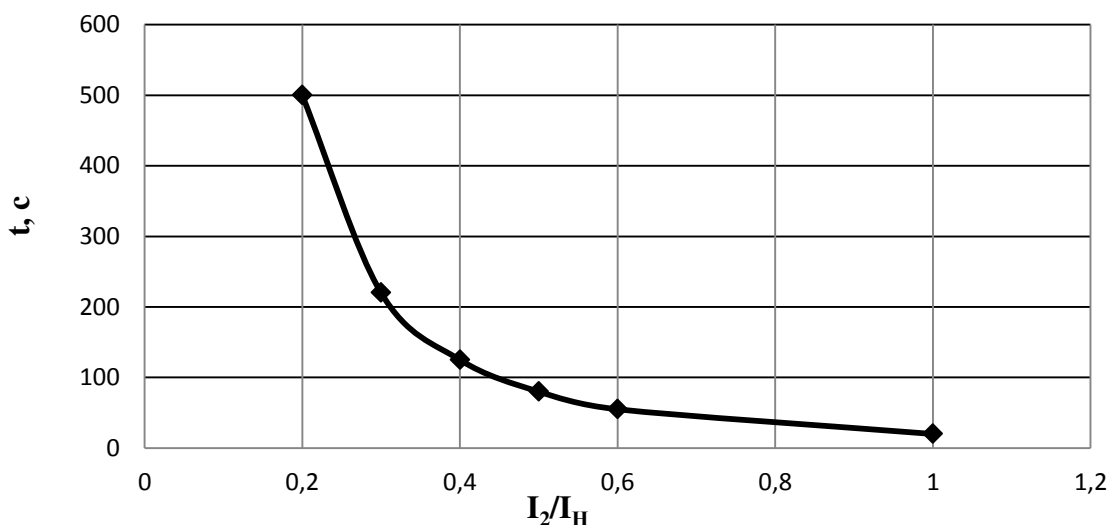


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно

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

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20ТС}$ ) 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:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^2}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{Г} + 2 \cdot x_{Т})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot \left( 0,23 \cdot \left( \frac{230}{13,8} \right)^2 + 0,27 \cdot \left( \frac{230}{13,8} \right)^2 + 2 \cdot 0,11 \right)} = 0,00553 \text{ о. е.}, \quad (5.28)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{Г}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{Т}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{ч}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{ч} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.29)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3.}^* \leq \frac{1}{x_d'' + x_2 + 2 \cdot x_T + 2 \cdot x_L} =$$

$$= \frac{1}{0,23 \cdot \left(\frac{230}{13,8}\right)^2 + 0,27 \cdot \left(\frac{230}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,04} = 0,00718 \text{ о. е.},$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2 \min} = 2 \cdot I_{2c.3.}^* \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,00718 \cdot \frac{230}{13,8} = 0,239 \text{ о. е.}$$

$$I_{2c.3.} \leq \frac{I_{2 \min}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,239}{1,2} = 0,199 \text{ о. е.}$$

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

#### 5.4.5 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:

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

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

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

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

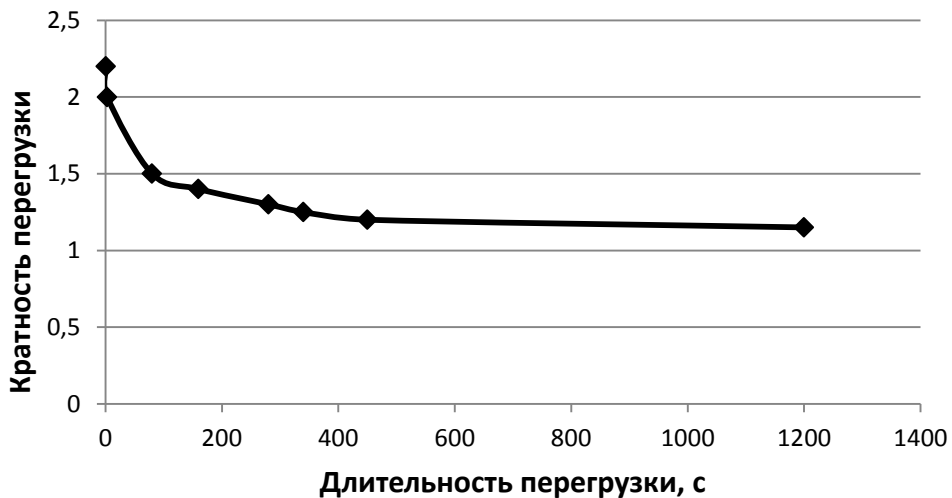


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.32)$$

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

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

Отсечка действует с выдержкой времени 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.

#### 5.4.6 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 37,03 + \frac{0,8}{4} \cdot 22,54 = 37,31 \text{ Ом,} \quad (5.34)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{21,75^2 + 5,9^2} = 22,54 \text{ Ом}$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 230^2}{200} = 37,03 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{85,5}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{85,5}{230^2} \cdot 22,54 = 0,05$$



$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 2,2 \cdot 0,05 = 0,11 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,2$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,11 \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,64 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,64 \text{ Ом}$ .

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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{с}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3580} = 2,2 \text{ Ом},$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,72 - 0,95}{0,87} = 2,86, \quad (5.37)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,86} = 0,33 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,86} = 0,31, \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 71,9^\circ$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,33}{1,2} = 0,27 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,27 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,6 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗ.ИИ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,6 \cdot 4000/5}{13800/100} = 3,48 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 3,48 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,0768 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,418 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 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 5.5.

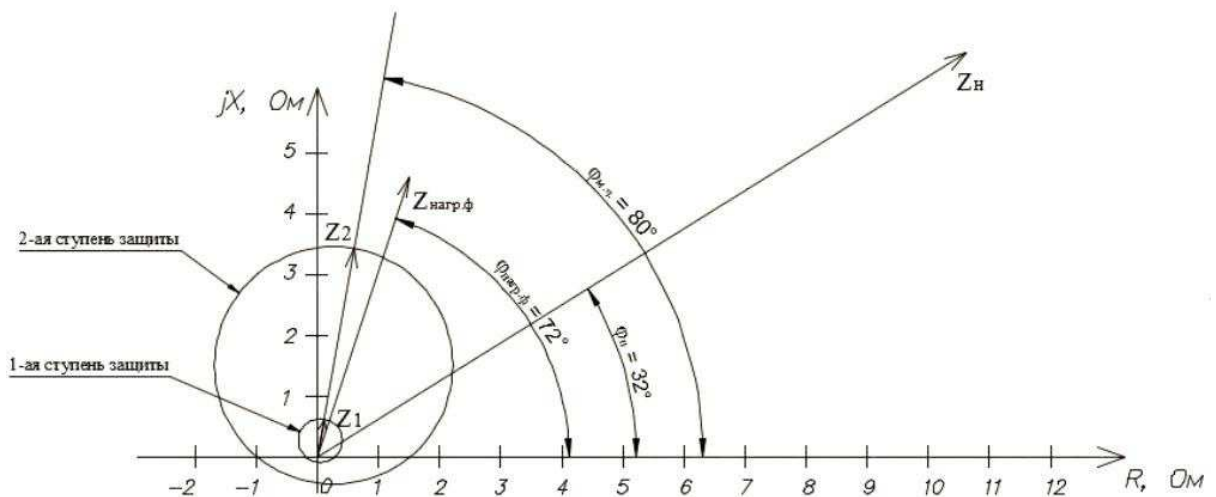


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.43)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

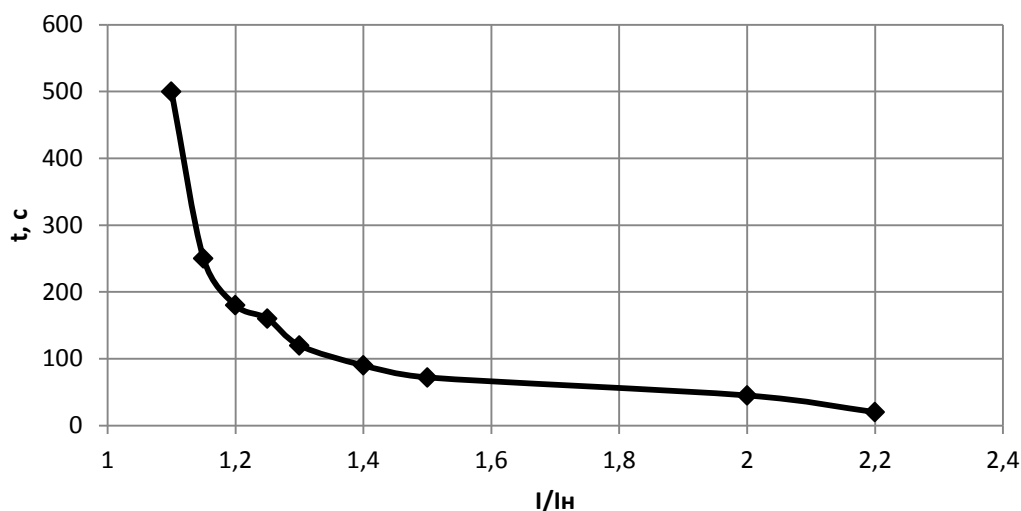


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.45)$$

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

### 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты генератора фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G. Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

## 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,29 А
			Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	0,97 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	2,91 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, $K_T$	1,2	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,136 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,18 \cdot I_H$	0,349 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,112 \cdot I_H$	0,217 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	2,076 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	2,134 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	2,37 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,05	0,11 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,27	0,6 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,13 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,27 А
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,49 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и 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	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## 6 Компановка и сооружения гидроузла

### 6.1 Обоснование класса ГТС

Обоснование класса ГТС:

1) Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований:

Плотина из грунтовых материалов. Грунтовое основание - скала. Высота сооружения от 20 до 50. III класс.

2) Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации:

Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью, МВт: от 10 до 300 МВт принимается III класс. Мощность Олекминской ГЭС составляет 280 МВт.

3) Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии, чел: от 500 до 3000 - II класс.

С учетом исходных данных назначается II класс сооружения.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где  $h_{\text{run1\%}}$  – высота наката волн на напорной грани;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,5$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 11$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 11 м/с:  $K_W = 1,3 \cdot 10^{-6}$ ;

$L = 2,5$  км – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$ ;

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{465 - 423}{2} = 21 \text{ м}$$

Находим высоту ветрового нагона волны:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{11^2 \cdot 2500}{9,81 \cdot 21} \cdot \cos 0^\circ = 0,002 \text{ м}$$

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} \quad (6.5)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса,  $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$ ;  $k_{sp} = 1,1$ ;  $k_{\text{run}} = 1,08$ , для плотины с креплением откосов бетонными плитами при скорости ветра 11 м/с и заложение откоса  $m = \text{ctg} \varphi = 1,5$ .

$h_{1\%}$  – высота волны 1 % обеспеченности.

Найдем безразмерные величины  $\frac{gt}{V}$ ,  $\frac{gL}{V^2}$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{11^2} = 203 ;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{11} = 19263 ,$$

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

Из графика [6, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V}$  определяют параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,025;$$



$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,95;$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,1;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,6;$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения  $\bar{T}$ ,  $\bar{h}$  из отношений  $\frac{g\bar{T}}{V}$ ,  $\frac{g\bar{h}}{V^2}$ .

$$\bar{h} = \frac{0.025 \cdot v^2}{g} = \frac{0.025 \cdot 11^2}{9.81} = 0.31 \text{ м} \quad (6.6)$$

$$\bar{T} = \frac{1.95 \cdot v}{g} = \frac{1.95 \cdot 11}{9.81} = 2.19 \text{ с}$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} \quad (6.7)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{2.19^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 7.49 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность

$d > 0,5\bar{\lambda}_d$ . Если условие не выполнено, т. е. зона мелководная, то для определения  $\bar{T}$  и  $\bar{h}$  на графике [6, Приложение 1, рис. 1] используют огибающую, соответствующую безразмерному комплексу  $\frac{gd}{V_w^2}$ .

Условие соблюдается:

$$21\text{м.} > 3.7\text{м.}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

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

где  $k_i$ - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ ,  $k_i = 2.1$ .

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0.31 = 0.65 \text{ м}$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,08 \cdot 0,65 = 0,69 \text{ м}$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,69 + 0,002 + 0,5 = 1,2 \text{ м}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем:

$$\nabla_{ГГП} = 465 + 1,2 = 466,2 \text{ м.}$$

### 6.3 Гидравлический расчёт плотины и НБ

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Таблица 6.1. - Исходные данные для расчета

Q 0, 1% м <sup>3</sup> /с	Q 1% м <sup>3</sup> /с	Отметка дна м	Q агрегата м <sup>3</sup> /с	НПУ м	ФПУ м	УНБ м Q <sub>1%</sub> = 6742 м <sup>3</sup> /с
7871	6742	423	924	465	467	433.4

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями. Исходные данные необходимые для расчета представлены в таблице 6.1.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.осн} = Q_{max.осн} - (n - 1) \cdot Q_{аг} \quad (6.9)$$

где: n – количество проектируемых ГА;

$Q_{max.осн}$  – расход при P=1%.

$$Q_{p.осн} = 6742 - (4 - 1) \cdot 924 = 3970 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} \quad (6.10)$$

$$q_p = 5 \cdot 10.4 = 52 \text{ м}^2/\text{с}$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p \quad (6.11)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 52 = 65 \text{ м}^2/\text{с}$$

где  $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 433.4 - 423 = 10.4 \text{ м}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\text{max осн}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. При скальном основании допустимая скорость – более 5 м/с).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_B}, \quad (6.12)$$

$$B = \frac{3970}{65} = 61.1 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 64 \text{ м}$$

Принимаем  $n = 4$  количество пролетов шириной  $b = 16$  метров.

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.13)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода, для водослива с без вакуумным криволинейным профилем (типа А).

$$H_{01} = \left( \frac{3970}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,35 \text{ м}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.14)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле ;

$\sigma_n$  - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1,0$ .

При наличии отдельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.15)$$

где  $\varepsilon_0 = 0,7$  - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем округлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,35}{16} = 0,92$$

$$H_{02} = \left( \frac{3970}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,88 \text{ м},$$

Определим геометрический напор на водосливе

$$H_{\text{в}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g} \quad (6.16)$$

где  $\alpha = 1,0 - 1,1$  – коэффициент Кориолиса, принимаем 1,1;

$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{\omega}$  - скорость в живом сечении перед плотиной, м<sup>2</sup>/с;

$\omega$  - площадь живого сечения (с учетом бычков):

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) (B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{б}}), \quad (6.17)$$

где  $\delta_{\text{б}}$  – толщина быка, рассчитанная по Березинскому в зависимости от ширины пролета.

Для  $b=16\text{м}$   $\delta_{\text{б}} = (0,12 - 0,16)b$ .

Получаем  $\delta_{\text{б}} = 0,15 * 16 = 2.4 \text{ м}$ .

$$v_0 = \frac{Q_{\text{р}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_{\text{б}})} \quad (6.18)$$

$$v_0 = \frac{3970}{(465 - 423) \cdot (64 + (4 - 1) \cdot 2.4)} = 1,33 \text{ м/с}$$

$$H = 9,88 - \frac{1,1 \cdot 1,33^2}{2 \cdot 9,81} = 9,78 \text{ м,}$$

Округляем до целого значения  $H_{ст} = 10 \text{ м}$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 465 - 10 = 455 \text{ м.} \quad (6.19)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 455 + 1,6 \cdot 10 = 471 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей из отметок – гребня грунтовой плотины и верха быка.

$\nabla_{ГГП} = 466,2 \text{ м}$ , а отметка гребня быка  $\nabla_{ГБ} = 471 \text{ м}$ , следовательно, за проектную отметку принимается отметка  $\nabla_{ГБ}$ .

### 6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_p = Q_{пов} - n \cdot Q_{агр} \quad (6.21)$$

где:  $n$  – количество проектируемых ГА

$$Q_{р.пов} = 7871 - 4 \cdot 924 = 4175 \text{ м}^3/\text{с,}$$

где  $Q_{пов}$  - максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.22)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{4175}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,67 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.23)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{4175}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,22 \text{ м}$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,67}{16} = 0,92 \quad (6.24)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1)\delta_{\text{Б}})} \quad (6.25)$$

$$V_0 = \frac{4175}{(467 - 423) \cdot (64 + (4 - 1) \cdot 2,4)} = 1,33 \text{ м/с,}$$

где  $\nabla\text{ФПУ}$  - отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\text{ФПУ}$  – принимаем равной 467 м, которая в дальнейшем уточнится.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 10,22 - \frac{1,1 \cdot 1,33^2}{2 \cdot 9,81} = 10,12 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 455 + 10,12 = 465,12 \text{ м} \quad (6.26)$$

$$465,12 \text{ м} < 467 \text{ м}$$

Выбираем отметку  $\text{ФПУ} = 467$ , т.к. её достаточно для пропуски поверочного расхода.

### 6.3.4 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ точки	X	Y	x·Hст	y·Hст
1	0	0,126	0	1,26
2	0,1	0,036	1	0,36
3	0,2	0,007	2	0,07
4	0,3	0	3	0
5	0,4	0,006	4	0,06
6	0,5	0,027	5	0,27
7	0,6	0,06	6	0,6
8	0,7	0,1	7	1
9	0,8	0,14	8	1,4
10	0,9	0,198	9	1,98
11	1	0,256	10	2,56
12	1,1	0,321	11	3,21
13	1,2	0,394	12	3,94
14	1,3	0,475	13	4,75
15	1,4	0,564	14	5,64
16	1,5	0,661	15	6,61
17	1,6	0,764	16	7,64
18	1,7	0,873	17	8,73
19	1,8	0,987	18	9,87
20	1,9	1,108	19	11,08
21	2	1,235	20	12,35
22	2,1	1,369	21	13,69
23	2,2	1,508	22	15,08
24	2,3	1,653	23	16,53
25	2,4	1,815	24	18,15
26	2,5	1,96	25	19,6
27	2,6	2,122	26	21,22
28	2,7	2,289	27	22,89
29	2,8	2,462	28	24,62

Окончание таблицы 6.2

№ точки	X	Y	x·Hст	y·Hст
30	2,9	2,63	29	26,3
31	3	2,824	30	28,24
32	3,1	3,013	31	30,13
33	3,2	3,207	32	32,07
34	3,3	3,405	33	34,05
35	3,4	3,609	34	36,09
36	3,5	3,818	35	38,18
37	3,6	4,031	36	40,31
38	3,7	4,249	37	42,49
39	3,8	4,471	38	44,71
40	3,9	4,698	39	46,98

Табличные координаты x и y умножают на  $H_{пр}=H_{ст}=10$  м и строят по полученным координатам оголовки профиля А (Рисунок 6.1):

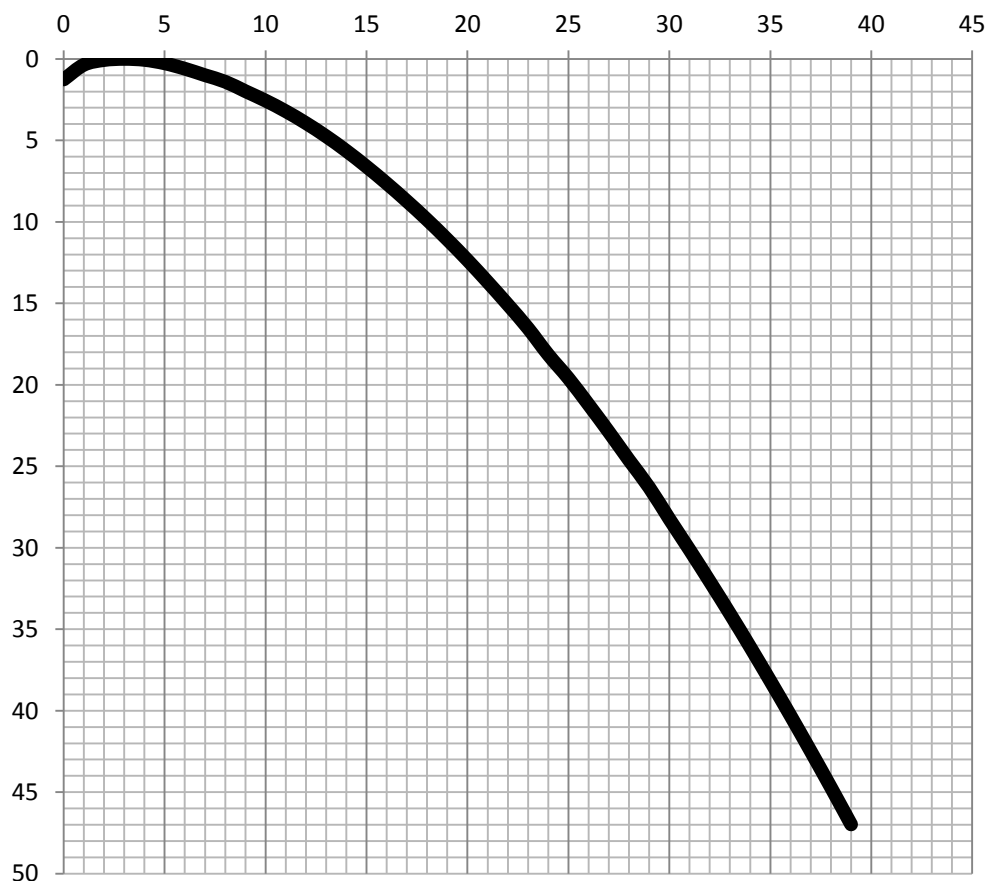


Рисунок 6.1 – Оголовки водослива



### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{НБ}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1.  $h''_c > h_{НБ}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2.  $h''_c = h_{НБ}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3.  $h''_c < h_{НБ}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n - 1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.27)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3970^2}{(64 + (4 - 1) \cdot 2,4)^2 \cdot 9,81}} = 7.04 \text{ м};$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 465 - 423 = 42 \text{ м}; \quad (6.28)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{42}{7.04} = 5.97; \quad (6.29)$$

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определим  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,32;$$

$$\xi''_c = 2,4;$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,32 \cdot 7.04 = 2.25 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,4 \cdot 7.04 = 16,9 \text{ м}. \quad (6.31)$$

$$h_{\text{НБ}} = 10,4 \text{ м}$$

$$16,9 \text{ м} > 10,4 \text{ м}$$

Получили  $h''_c > h_{\text{НБ}}$ , следовательно, имеем отогнанный гидравлический прыжок.

Принимаю гашение энергии потока с помощью отлета струи.

### 6.3.6 Расчет носка-трамплина и отлета дальности струи

Схема для расчёта носка-трамплина представлена на рисунке 6.2.

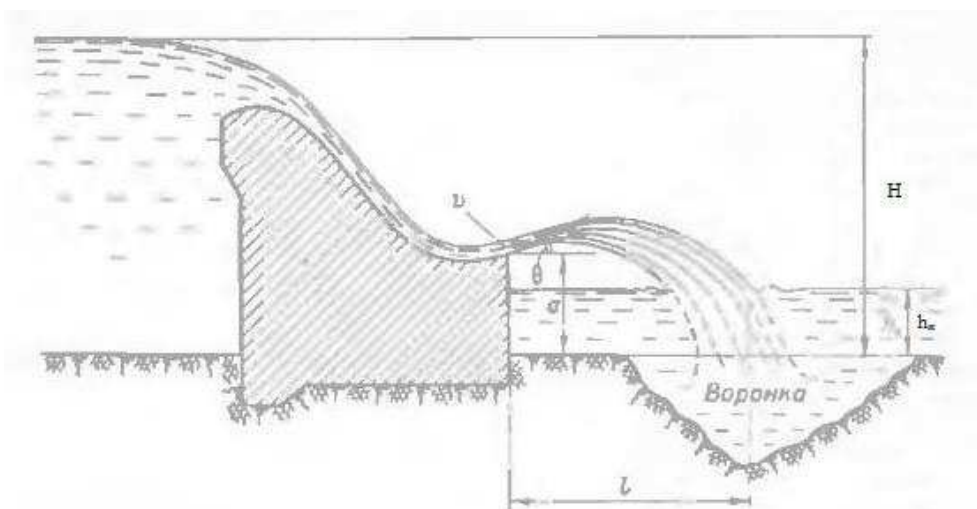


Рисунок 6.2 – Схема к расчёту трамплина

Из рекомендаций отметка носка принимается выше отметки нижнего бьефа. Отметка нижнего бьефа при поверочном случае  $\nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} = 433,85 \text{ м}$ , конструктивный запас примем равный 2 метру. Тогда отметка носка будет равна  $\nabla_{\text{НОС}} = 433,85 + 2 = 435,85 \text{ м}$ .

Определим напор на носке:

$$z_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 465 - 435,85 = 29,15 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Далее, используя величину напора на носке, определим скорость потока на нем:

$$v_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{\text{Н}}} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,15} = 22,72 \text{ м/с} \quad (6.33)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_{\text{Н}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_{\text{Н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.34)$$

где  $K_a$  – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{22,72^2}{9,81 \cdot 2,37} = 22,2, \quad (6.35)$$

где  $h_H$  определили по формуле:

$$h_H = \frac{q_B}{v_H} = \frac{53,94}{22,72} = 2,37 \text{ м}, \quad (6.36)$$

$$\text{где } q_B = \frac{Q}{B} = \frac{3970}{73,6} = 53,94 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.37)$$

При числе Фруда меньше 35  $K_a=1$ . Угол  $\alpha$  принимается  $30^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 465 - 433,4 = 31,6 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} L &= K_a \cdot z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) = \\ &= 1 \cdot 29,15 \cdot 0,95^2 \cdot 0,866 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{31,6}{29,15} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot 0,25}} \right) = \\ &= 36,03 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.38)$$

Целесообразно выбирать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,6 от  $z_0$ - напора создаваемого плотиной, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,6 \cdot z_0$$

$$36,03 \text{ м} > 18,96 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}}, \quad (6.39)$$

где  $t$  определяется как:

$$\begin{aligned}
t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{Н6}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = \\
&= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{22,2}) \cdot \sqrt{22,2} \cdot \sqrt{\frac{10,4}{1}} \cdot 2,37 = 21,51 \text{ м.}
\end{aligned} \tag{6.40}$$

Тогда:

$$h_{\text{раз}} = 21,51 - 10,4 = 11,11 \text{ м.}$$

Определим расстояние от плотины дальнего края ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \tag{6.41}$$

где:

$$\begin{aligned}
tg\alpha_1 &= \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{Н6}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\
&= \sqrt{0,49 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,37 \cdot 0,866 + 12,85 - 10,4)}{22,72^2 \cdot 0,75}} = 0,81,
\end{aligned} \tag{6.42}$$

где  $a$  - высота от дна до носочка

$$a = \nabla_{\text{НОС}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 435,85 - 423 = 12,85 \text{ м.} \tag{6.43}$$

Тогда:

$$L_1 = 36,03 + \frac{21,51}{0,81} = 62,58 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна

$$b_p = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 7,04 + 3,7 \cdot 11,11 = 58,71 \text{ м} \tag{6.44}$$

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Схема профиля плотины представлена на рисунке 6.3.

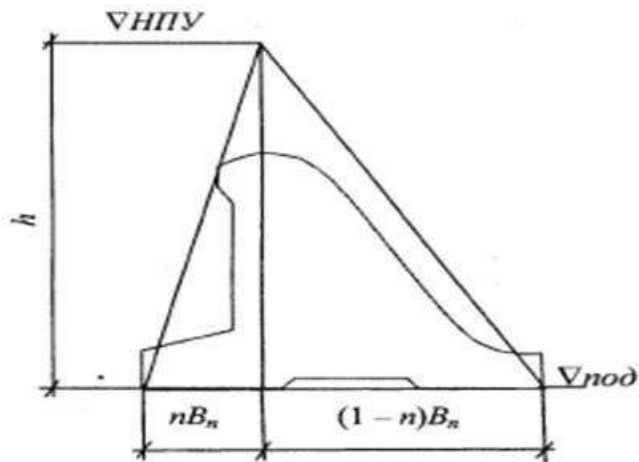


Рисунок 6.3 - Схема треугольного профиля плотины.

Наше сооружение относится ко второму классу. Коэффициент надежности для сооружений первого класса  $\gamma_H = 1,2$ .

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.45)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств, равный 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотность бетона и воды соответственно;

$h$  определяется как:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 465 - 421 = 44 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (2 \div 3) = 423 - 2 = 421 \text{ м}$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_H \cdot h}{f \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.47)$$

где  $f$  - коэффициент трения бетона по грунту, в нашем случае  $f = 0,7$ .

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведем расчет (таблица 6.3) и построим графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.4)

Точка пересечения кривых позволяет определить ширину подошвы водосливной плотины. Точка пересечения определяется на рисунке 6.4 и таблице 6.3

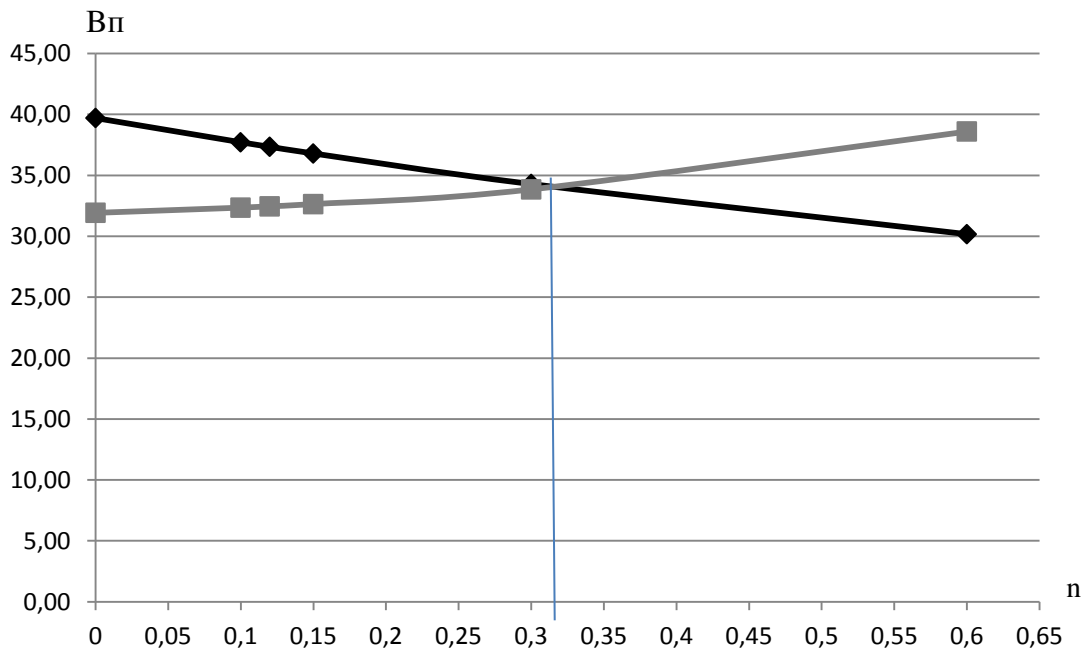


Рисунок 6.4 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Таблица 6.3 – Координаты зависимостей

n	0	0,1	0,12	0,15	0,3	0,6
$B_n^I$	31,92	32,35	32,46	32,64	33,85	38,59
$B_n^{II}$	39,70	37,71	37,34	36,79	34,29	30,17

Графики пересекаются в точке  $n = 0,316$ . Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{44}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1 - 0,316) + 0,316 \cdot (2 + 0,316) - 0,5}} = 31,84 \text{ м} \quad (6.48)$$

Принимаем ширину подошвы  $B_n = 32 \text{ м}$ .

#### 6.4.2 Расчет ширины плотины по гребню

Ширину гребня принимаем исходя из функций. Местность в створе скалистая, большое количество автомобильных дорог и наличие населенных пунктов даёт нам возможность принять ширину дороги равной 3,5 метров, 3 метра выделим для передвижения пешеходов и 13,5 метров для затворов и подъемного механизма. Итого, ширина плотины по гребню равна 20 метрам.

### 6.4.3 Разрезка плотины швами

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta = 16 + 2,4 = 18,4 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где  $b$  – ширина одного пролета,

$\delta$  – толщина быка

Ширина постоянных деформационных температурных швов принимается 0,7 см на расстоянии 2 м от лицевой грани и гребня и 0,3 см внутри тела плотины.

В конструкции деформационных швов предусматривается :

- уплотнение, обеспечивающее водонепроницаемость;
- дренажное устройство, обеспечивающее отвод, профильтровавшийся через уплотнения воды.
- смотровые шахты и галерея для наблюдения за состоянием шва и ремонта уплотнения.

### 6.4.4 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{Hd \cdot \gamma n}{I_{\text{кр}, m}}, \quad (6.50)$$

$$a_{\text{др}} = \frac{42 \cdot 1,2}{25} = 2,02 \text{ м},$$

где  $Hd = \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 465 - 423 = 42 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением,

$\gamma n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения

$I_{\text{кр}, m} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2 м, диаметр скважины принимаем равным 0,2 м.

#### **6.4.5 Быки**

Быки выполняем разрезными. Ширину принимаем 2,4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаются в верхний бьеф. Размеры ремонтного паза 1,5х0,4 м, рабочего 2 х0,4 м. Расстояние между рабочим затвором и аварийно-ремонтным 1,5 м.

#### **6.4.6 Устои**

Предназначение устоев в проектируемой плотине:

- защиты от размыва примыкающей грунтовой плотины к водосливу;
- защита берегов реки в НБ;
- уменьшение воздействия опасной фильтрации в местах примыкания водосливной плотины к грунтовой плотине или к берегу;
- обеспечение плавного подхода воды к водосливу и плавного его растекания в НБ;

На Олёкминской ГЭС предусмотрены два вида устоев: разделительный и сопрягающий.

Разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив. Сопрягающий устой со стороны левого берега служит защитой правобережной грунтовой плотины, примыкающей к зданию ГЭС, от размыва водой проходящей через гидроагрегаты.

Ширина разделительного устоя 4м.

Ширина устоя сопрягающего водосливную плотину и грунтовую 1,2 м.

#### **6.4.7 Галереи в теле плотины**

У основания плотины предусматривается цементационная галерея на отметке 424 м. На этой же отметке на удалении 6 м от оси цементационной завесы располагается ось дренажной галереи, ширина и высота галерей принимается равной 3·4,5 м.

В теле плотины также размещается смотровая галерея через 15 м на отметке 439 м. Галереи предусматриваются для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникация, ширина и высота смотровой галереи принимается равной 2·3 м.

#### **6.4.8 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.



Геометрические данные цем.завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.51)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 32 = 3,2 \text{ м.}$$

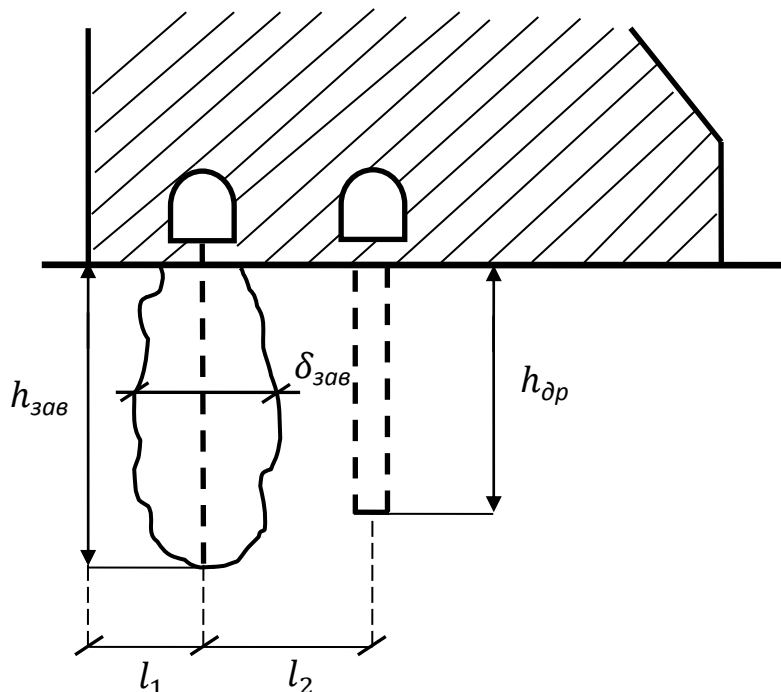


Рисунок 6.5 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 6 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 40,2 = 20,1 \text{ м,} \quad (6.52)$$

где  $H_{\text{max}}$  — максимальный напор ,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 465 - 424,8 = 40,2 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.54)$$

где  $\Delta H$  — напор, действующий на завесу, находится по формуле 6.57  $\Delta H = 24,12 \text{ м;}$

$J_{\text{кр}} = 15$  — критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,2$  – коэффициент надёжности.

Таким образом:

$$\delta_{зав} = \frac{24,12}{15} \cdot 1,2 = 1,93 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 20,1 = 10,05 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3м, расстояние между ними 2,5м.

## 6.5 Фильтрационный расчет подземного контура

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на подошву плотины.

Расчеты проводятся для основного сочетания нагрузок и воздействий (в верхнем бьефе -  $\nabla$ НПУ, в нижнем -  $\nabla$ УНБ<sub>min</sub>).

### 6.5.1 Построение эпюры фильтрационного давления для плотины на скальном основании

Для расчета строится эпюра фильтрационного давления на подошву плотины (Рисунок 6.6), для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Изменение напоров на цементационной завесе  $H_{ас}$  и дренаже  $H_{др}$  приняты по СП 40.13330.2012 для второго класса гравитационной плотины без полостей у основания и сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Значения  $H_{ас}/H_d$  и  $H_{др}/H_d$

Сочетание нагрузок	Приведенный напор, м		Напор, м	
	На завесе	На дренаже	На завесе	На дренаже
	$H_{ас}/H_d$	$H_{др}/H_d$	$H_{ас}$	$H_{др}$
Основное	0,4	0,15	16,08	6,03

где  $H_{ас}$  – напор на цементационной завесе

$H_{др}$  – напор на дренаже

$H_d$  – напор на сооружении

Для основного сочетания нагрузок и воздействий

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{min} = 465 - 424,8 = 40,2 \text{ м} \quad (6.56)$$

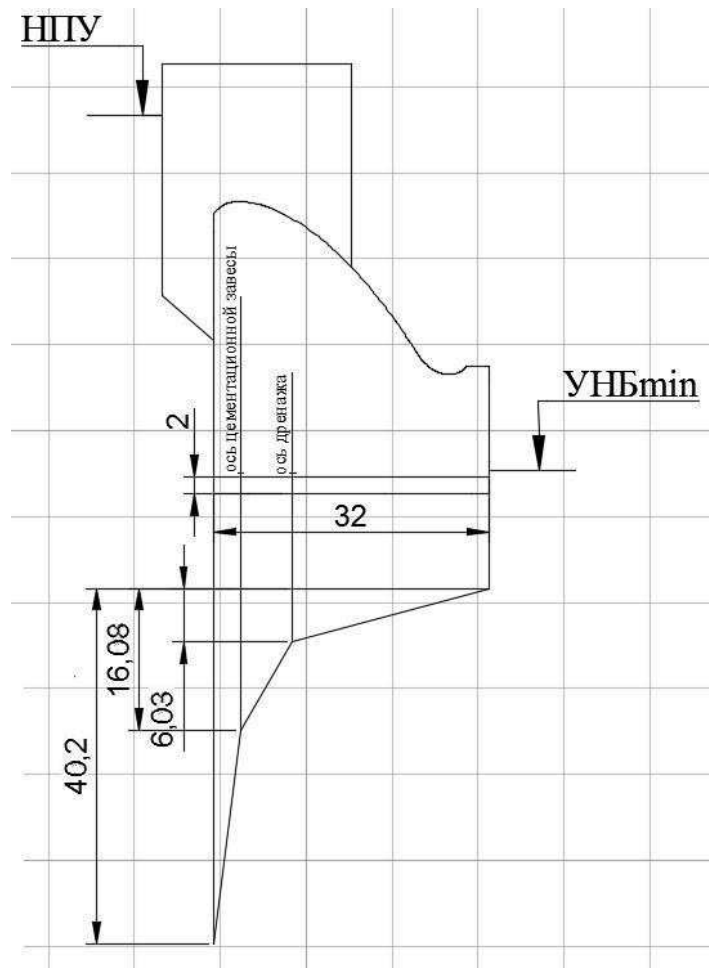


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного давления для основного сочетания нагрузок и воздействий

Потери фильтрационного напора на цементной завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} \quad (6.57)$$

где  $H_d$  – действующий напор;

Для основного сочетания нагрузок:

$$\Delta H_3 = 40,2 - 16,08 = 24,12 \text{ м}$$

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Вычисления производятся для расчетного случая, при минимальной отметке нижнего бьефа  $УНБ_{min} = 424,8\text{м}$  и  $НПУ = 465\text{м}$ .

### 6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{пл}$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 723,26 \text{ м}^2; S_{\text{б}} = 1160,81 \text{ м}^2$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{723,26 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 2,4} = 14807,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.58)$$

где  $S_{\text{пл}}$  - площадь поперечного сечения плотины;

$b$  - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$  - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1160,81 \cdot 2,4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 2,4} = 3564,8 \text{ кН/м}; \quad (6.59)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.60)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (467 - 455 + 0,5) \cdot 16 = 200 \text{ м}^2. \quad (6.61)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 200 \sqrt{200} \cdot 9,81 = 1526,1 \text{ кН.}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (465 - 455)^2 \cdot 0,5 \cdot 16 = 7848 \text{ кН.} \quad (6.62)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{1526,1}{18,4} = 82,94 \text{ кН/м.} \quad (6.63)$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 44^2}{2} = 9496,08 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 465 - 421 = 44 \text{ м};$  (6.65)  
 - с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,8^2}{2} = 70,82 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 424,8 - 421 = 3,8 \text{ м}.$  (6.67)

### 6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 121,6 \cdot 10 = 1216 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

### 6.6.4 Сила фильтрационного давления

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_t = 3,8 \text{ м};$$

$$H_{as} = 16,08 \text{ м};$$

$$H_u = 44 \text{ м};$$

$$H_d = 40,2 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 8,04 \text{ м}.$$

Фильтрационное давление:

$$W_\phi = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 225,4 \cdot 10 = 2254 \text{ кН/м}. \quad (7.12)$$

### 6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.69)$$

где  $\gamma_H$  - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13 \text{ кН/м}^3$ );

$h_H$  - толщина слоя наносов равная 3 м;

$\varphi_H = (20 \div 22^\circ)$  - угол внутреннего трения наносов.

$$p_1 = 13 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 19,09 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{19,09 \cdot 3}{2} = 28,64 \text{ кН.} \quad (6.70)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c_{гр} \cdot tg(45 - \varphi_{гр}/2), \quad (6.71)$$

где  $c$  – сцепление грунта,  $c = 100 \text{ кН/м}^2$ ;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения грунта,  $35^\circ$ .

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_в, \quad (6.72)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес сухого грунта (для диорита средне трещиноватого) равный  $25 \text{ кН}$ ;

$n_0$  – пористость сухого грунта,  $0,02$ ;

$\gamma_в$  – удельный вес воды,  $10 \text{ кН}$ .

$$\gamma_{гр}^{взв} = 25 - (1 - 0,02) \cdot 10 = 17 \text{ кН/м}^2$$

$$p_2 = 13 \cdot 3 \cdot tg^2(45 - \frac{35}{2}) - 2 \cdot 100 \cdot tg(45 - \frac{35}{2}) = -93,47 \text{ кН/м}^2,$$

Далее необходимо определить пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа.

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

$$p_3 = (h_H \cdot \gamma_H + h_{гр} \cdot \gamma_{гр}) \cdot tg^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot tg(45 - \varphi_{гр}/2), \quad (6.73)$$

$$p_3 = (3 \cdot 13 + 2 \cdot 17) \cdot tg^2(45 - \frac{35}{2}) - 2 \cdot 100 \cdot tg(45 - \frac{35}{2}) = -84,29 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Следовательно:

$$p_{пн} = \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot tg^2(45 + \varphi_{гр}/2) + 2 \cdot c_{гр} \cdot tg(45 + \varphi_{гр}/2), \quad (6.74)$$

$$p_{пн} = 17 \cdot 2 \cdot tg^2(45 + \frac{35}{2}) + 2 \cdot 100 \cdot tg(45 + \frac{35}{2}) = 509,46 \text{ кН/м}^2,$$

$$E_{\text{пас}} = \frac{P_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{п}} = \frac{509,46}{2} \cdot 2 = 509,46 \text{ кН.} \quad (6.75)$$

Вследствие большого сцепления активное давление грунта на плотину отсутствует.

### 6.6.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.76)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,65^2}{7,49} = 0,18 \text{ м;} \quad (6.77)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,65 \left( \frac{7,49}{3,14} + \frac{0,18}{2} \right) = 78,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,49}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,65 = 0,95 \text{ м.} \quad (6.78)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} - \gamma_c = 465 - 421 - 0,95 = 43,05 \text{ м.} \quad (6.79)$$

## 6.7 Расчёт прочности плотины

### 6.7.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.5 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_B$	1	→	9496,08	14,67	139497,42
$T_H$	1	←	70,82	1,26	-89,23
$G_6$	0.95	↓	3386.56	5.87	-19879.12
$G_{пл}$	0.95	↓	14066.96	3.25	-45717.62
$W_{взв}$	1	↑	1216	0	0,00
$W_{\phi}$	1	↑	2254	8,63	19452,02
$E_H$	1.2	→	34.37	3	103,11
$W_{волн}$	1	→	78,92	42,6	3362
$E_{нас}$	0,85	←	433.04	0,66	-285.8
$qз$	0.9	↓	74.64	11,72	-874.78
$\Sigma M$			95568		

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении, проходящем через подошву плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.80)$$

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

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

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

$$N = 3386.56 + 14066.96 - 1216,0 - 2254,0 + 74.64 = 14059.16 \text{ кН.}$$

$$\sigma_y^u = -\frac{14059.16}{32} + \frac{6 \cdot 95568}{32^2} = -120,65 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.81)$$

где  $H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 465 - 421 = 44 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\text{tg } \alpha_1 = 0$ .

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.82)$$



$$\sigma_x^u = -120,65 \cdot 0 - 10 \cdot 44 \cdot (1 - 0) = -440 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.83)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = -120,65 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 44 \cdot 0 = -120,65 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 44 = -440 \text{ кН/м}^2. \quad (6.85)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{14059,16}{32} - \frac{6 \cdot 95568}{32^2} = -999,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = -999,32 \cdot 0,73^2 - 10 \cdot 3,8 \cdot (1 - 0,73^2) = -550,29 \text{ кН/м}^2$$

где  $m_t = \text{tg } \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 424,8 - 421 = 3,8 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.88)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,8 - 999,32) \cdot 0,73 = 701,76 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 3,8 = -10 \cdot 3,8 = -38 \text{ кН/м}^2; \quad (6.89)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^t = -999,32 \cdot (1 + 0,73^2) + 10 \cdot 3,8 \cdot 0,73^2 = -1511,61 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт крайних напряжений сведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$ , кПа	-120,65	-999,32
$\sigma_x$ , кПа	-440,00	-550,29
$\tau_{xy}$ , кПа	0,00	701,76
$\sigma_1$ , кПа	-120,65	-38,00
$\sigma_3$ , кПа	-440,00	-1511,61

## 6.7.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1511,61}{0,9} = 2015,48 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия предварительно принимаем класс бетона В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ .

Исходя из этого:

$$1,2 \cdot 1 \cdot 1511,61 \leq 0,9 \cdot 2100 \text{ кН/м}^2$$

$$1813,93 \leq 1890 \text{ кН/м}^2$$

- 2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-120,65 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

- 3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u,$$

$$120,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 44 = 110 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

## 6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega + E_{пас} \cdot \gamma'_c \quad (6.91)$$

$$R = (3386,56 + 14066,86 - 1216,0 - 2254,0 + 74,64) \cdot 0,7 + 100 \cdot 32 + 433,04 \cdot 0,7 = 13343,77 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (песчаник);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 32 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$\gamma'_c$  – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления грунта принимается  $\gamma'_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H \quad (6.92)$$

$$F = 9496,08 - 70,82 + 78,92 + 34,37 = 9538,55 \text{ кН/м}$$

Таким образом условие на сдвиг примет вид:

$$\frac{13343,77 \cdot 0,95}{9538,55 \cdot 1} = 1,33$$

$$1,33 > 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Олёкминской ГЭС - обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Олёкминской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **7.2 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты:

рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где 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 Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, 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.

На Олёкминской 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, введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-,

взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Олёкминской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут 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;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На проектируемой ГЭС будут 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 будут разработаны для всех подразделений.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и

звуковой), а также в контроллеры локального уровня;

- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП. на шит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой система-трубопроводов по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0.75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами, на проектируемой Олёкминской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи;
- 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.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Олёкминской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения.

## **7.4 Охрана окружающей среды**

### **7.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» №96-ФЗ от 4 мая 1999 г.

### **7.4.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Проектируемая Олёкминская ГЭС расположена на территории Забайкальского края. В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находятся населенный пункт: с. Средняя Олёкма (84 человека), которое попадает в зону затопления. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально-культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **7.4.3 Водоохраные мероприятия по гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение различных видов масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема



воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости - в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Олёкминской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

#### **7.4.4 Воздействия на природную среду в строительный период**

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы:

- 1) Выявляемые и планируемые на стадии проектирования;
- 2) Плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы: временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы

строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод. почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1

Таблица 7.1 - План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха".	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана от промышленных отходов		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 Июня 1998 года №89-ФЗ "Об отходах производства и потребления".	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральный закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. От 13.07.2015) "О животном мире"	Эксплуатация

## 8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определяются основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности и среднесуточной выработки;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД).
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### 8.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 8.1.1 Оценка объемов продаж

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Олёкминской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2022 г.	2023 г.	2024 г.
Установленная мощность	МВт	280,00	280,00	280,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	2800,00	2800,00	2800,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	784 224,00	784 224,00	784 224,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7 842,24	7 842,24	7 842,24
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	776 381,76	776 381,76	776 381,76
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт·ч	1 552,03	1 847,63	2 222,62
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	100,41	119,54	143,80
НДС к выручке	Млн.руб.	15,32	18,23	21,93

#### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости - 0,7%.

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)	Величина, тыс.руб.
ФОТ	255,2	71 476,42
Прочие	274,0	76 741,92
Итого по ГЭС	529,2	148 218,33

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

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От1-5	0,06
От6-15	0,09
От16-25	0,14
От25	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина тыс.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб.за1МВт	37 917,23
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб.за1МВт.ч	5 971,19
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб.за1МВт.ч	1 730,94
Итого		45 619,36

Налог на воду в расчете на 1 МВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Олёкма составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2022-2025 год приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, млн.руб.

Наименование	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	250,75	250,75	250,75	250,75
Расходы на страхование	30,84	28,44	26,03	23,62
Эксплуатационные затраты	148,22	148,22	148,22	148,22
Расходы на ремонт производственных фондов	34,69	31,99	29,28	26,57
Расходы на услуги регулирующих компаний	42,10	45,34	45,62	45,62
Налог на воду	13,02	24,19	26,13	26,13
Итого	519,63	528,92	526,03	520,91

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1.

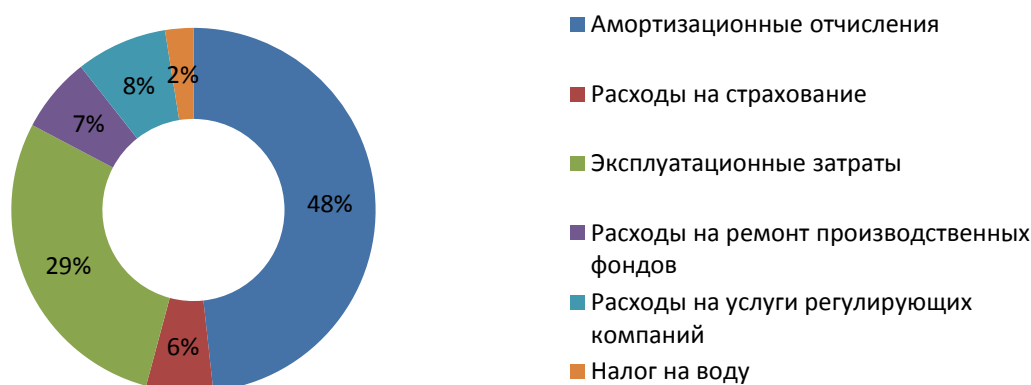


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это совокупность сумм, недополученных центральным и местными бюджетами в результате установления налоговых льгот и преференций.

Учтены следующие налоговые расходы:

- Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;
- Налог на воду за 1 МВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	633,26	1 510,78	1 971,51	2 419,76
НДС, млн.руб.	641,71	1 427,96	1 841,97	2 244,40
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,79	9,79	9,79	9,79
Налог на имущество, млн.руб.	71,57	66,54	61,03	55,51
Итого	1 356,32	3 015,08	3 884,29	4 729,56

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности. Форма и отражения основной производственной деятельности Олёкминской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	3 990,38	8 349,77	10 395,2	12 681,53	15 671,89
Текущие расходы, млн.руб.	519,63	528,92	526,03	520,91	515,8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3 976,18	8 324,59	10 369,07	12 655,4	15 645,77
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	3 976,18	8 324,59	10 369,07	12 655,4	15 645,77
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	697,8	1597,01	2004,01	2462,38	3061,55
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	2 918,31	6 376,03	8 016,03	9 849,51	12 246,21
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

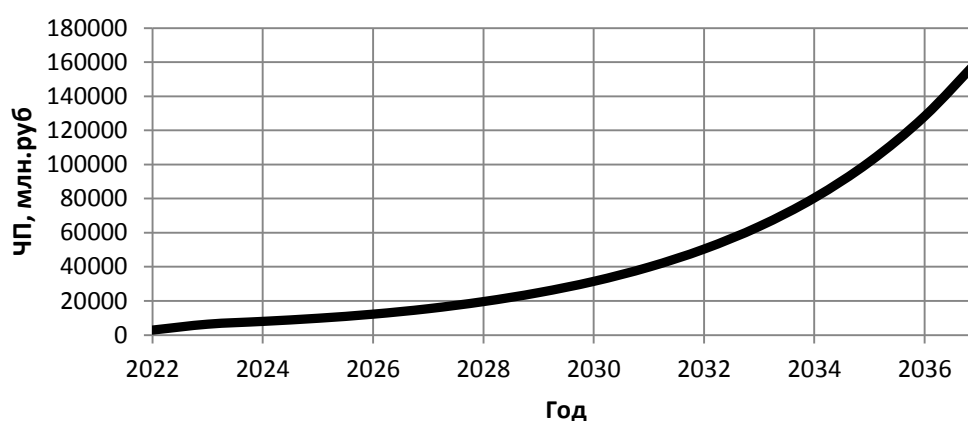


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ от 16.01.17г. №9)

#### 8.3.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный 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) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», 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) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Олёкминской ГЭС мощностью 280 МВт составляет 20 лет;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Олёкминской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.



### 8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Олёкминской ГЭС мощностью 280 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Олёкминской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	61,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	143 257, 3
Индекс прибыльности – PI	56,48
Себестоимость руб./кВт·ч	0,10
Удельные капиталовложения, руб./кВт	22 427,86

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

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

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	32,12	1356,32	3015,08	3884,30	4729,46
В Федеральный бюджет, млн. руб.	9,55	1297,77	2972,72	3849,40	4700,07
В региональный бюджет, млн. руб.	22,57	71,57	66,55	61,03	55,51

Налоговые поступления увеличиваются из-за роста выручки от реализации электроэнергии.

## 8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Под проектными рисками понимается, как правило, предполагаемое ухудшение итоговых показателей эффективности проекта, возникающее под влиянием неопределенности. В количественном выражении риск обычно определяется как изменение численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (NPV), внутренней нормы доходности (IRR) и срока окупаемости (PB). Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период.

Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.



Рисунок 8.3 - Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект (Рисунок 8.3).

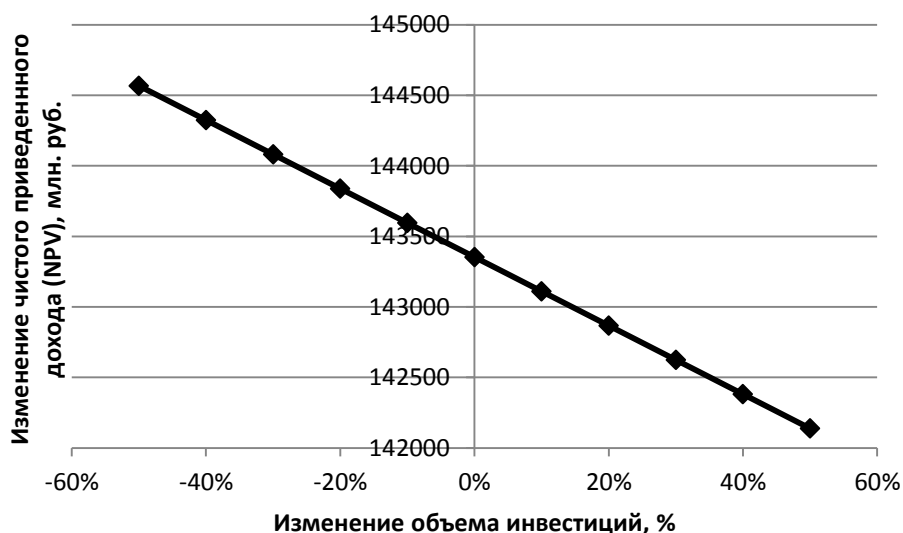


Рисунок 8.4 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV (Рисунок 8.4).

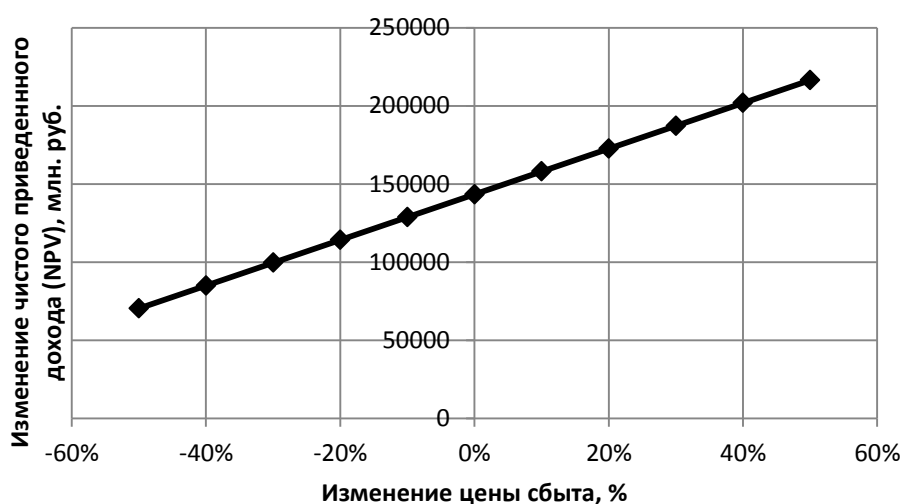


Рисунок 8.5 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению NPV, увеличение – к его росту (Рисунок 8.5).

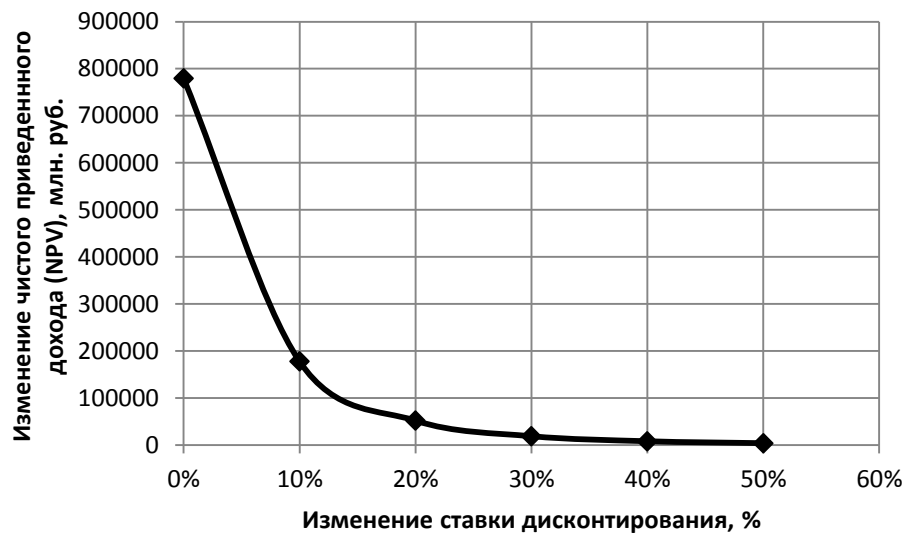


Рисунок 8.6 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV (Рисунок 8.6).

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования;
- Увеличение объема инвестиций продукции;
- Уменьшение цены сбыта продукции;
- Увеличение ставки налогов.

## **9 Вводы трансформаторов. Замена, хранение, контроль изоляции, требования, преимущества и недостатки**

### **9.1 Общая информация**

Для присоединения обмоток и вывода высокого напряжения из трансформатора к электрической сети применяются вводы, которые устанавливаются на верхней части бака трансформатора или стенке бака.

#### **9.1.1 Виды изоляции вводов**

##### **9.1.1.1 Внутренняя изоляция вводов**

Ранее использовались, вводы с внутренней твердой RBP-изоляцией - (Resin Bounded Paper) и вводы с маслобарьерной изоляцией.

В данный момент высоковольтные вводы для силовых трансформаторов выпускаются с двумя видами внутренней изоляции: твердой RIP (Resin Impregnated Paper) и бумажно-масляной (БМИ), так же в настоящий момент ведутся испытания по новым видам вводов с внутренней твердой изоляцией RIP (Resin Impregnated Nonwoven) и элегазовой изоляцией (SF<sub>6</sub>).

##### **Вводы с маслобарьерной изоляцией**

Первоначально в отечественных вводах в качестве изоляции применялась маслобарьерная изоляция (основой внутренней изоляции является маслonaполненный промежуток, разделенный цилиндрическими барьерами из картона; для регулирования электрического поля на барьеры накладывались электроды из фольги).

Вводы с маслобарьерной изоляцией выпускались до 1965 года. Эти вводы имели значительную массу, большие радиальные размеры и низкую кратковременную электрическую прочность.

##### **Вводы с твердотельной RBP-изоляцией**

С 1972 года в нашей стране начали производить высоковольтные вводы с RBP-изоляцией, в качестве изоляции применялась бумажная изоляция, склеенная эпоксидным компаундом, данная изоляция повысила пожаробезопасность масляного оборудования, однако, электроизоляционные характеристики RBP-изоляции оказались хуже, чем у бумажно-масляной изоляции. Ввод с RBP изоляцией представлен на рисунке 9.1.

##### **Вводы с бумажно-масляной изоляцией (БМИ)**

Внутренняя бумажно-масляная изоляция является основной конструктивной частью ввода. Представляет собой размещенный в масле изоляционный остов, который формируется намоткой на центральную или намоточную трубу электроизоляционной бумаги с разделением на слои проводящими уравнительными обкладками.

Внешняя фарфоровая изоляция состоит из верхней и нижней крышек. Вместе с соединительной втулкой и корпусом они образуют герметичную, заполненную маслом полость, в которой размещается изоляционный остов. Ввод с бумажно-масляной изоляцией представлен на рисунке 9.1.

### **Вводы с твердотельной RIP-изоляцией**

Внутренняя твердая RIP-изоляция, в виде бумаги пропитанной компаундом, обладает высокой надежностью и длительным сроком эксплуатации благодаря низким диэлектрическим потерям и уровню частичных разрядов в изоляции, ее термической стойкости.

Эта изоляция исключает применение трансформаторного масла в качестве основного внутреннего изоляционного компонента, содержание масла внутри ввода составляет всего около 15% в сравнении с маслонаполненными вводами, что значительно повышает удобство эксплуатации вводов.

Внешняя изоляция закрывает верхнюю часть изоляционного остова, располагающуюся вне трансформатора, и выполняется из фарфора или полимера. Ввод с твердотельной RIP-изоляцией представлен на рисунке 9.1.

### **Вводы с твердотельной RIN-изоляцией**

Твердая RIN-изоляция разработана конструкторским бюро завода «ИЗОЛЯТОР» с целью повышения влагостойкости внутренней изоляции вводов в сложных условиях эксплуатации.

Основная изоляция - полимерный нетканый материал (Nonwoven) с высокой гидрофобностью и стойкостью к атмосферной влаге. Материал изначально не содержит воды, что позволяет отказаться от термовакуумной сушки намотанной заготовки. Это увеличивает надежность изоляции и сокращает цикл производства. В остальном процесс изготовления RIN-изоляции идентичен RIP-технологии. RIN-изоляция может применяться совместно как с фарфоровой, так и с полимерной внешней изоляцией. В настоящий момент ведутся испытания опытных образцов вводов 110 и 220 кВ. Ввод с твердотельной RIN-изоляцией представлен на рисунке 9.1.

### **Вводы с элегазовой изоляцией**

Основная изоляция – элегаз (SF<sub>6</sub>), который заполняет элегазовое устройство и полость ввода. Применяется совместно с фарфоровой внешней изоляцией. В настоящий момент ведутся испытания опытных образцов вводов 110 и 220 кВ. Ввод с элегазовой-изоляцией представлен на рисунке 9.1.

## **9.1.1.2 Внешняя изоляция вводов**

### **Фарфоровая изоляция**

Применяется на все классы напряжения и типы внутренней изоляции. Представляет собой фарфоровую покрывку с ребрами заданного профиля. Ввод с внешней фарфоровой изоляцией представлен на рисунке 9.1.

### **Полимерная изоляция**

Данная изоляция отливается непосредственно на изоляционный остов, и исключает промежуточный наполнитель.

Основа эластичной полимерной изоляции – кремнийорганические композиции типа RTV-2, такие как кремнийорганический каучук. Ввод с внешней полимерной изоляцией представлен на рисунке 9.1.



Ввод с внутренней БМИ и внешней фарфоровой изоляцией



Ввод твердотельный типа RBP, RIP и RIN с фарфоровой изоляцией



Ввод твердотельный типа RBP, RIP и RIN с полимерной внешней изоляцией



Ввод с внутренней элегазовой изоляцией и внешней фарфорой изоляцией

Рисунок 9.1 – Классификации вводов по внешней и внутренней изоляции

### 9.1.1.3 Конструкция

Так же виды вводов отличают по напряжению и по типу исполнения, существуют съёмные и герметичные виды вводов.

#### **Съёмные вводы**

При номинальных напряжениях 0,5 — 220 кВ включительно в трансформаторах применяют съёмные (разборные) вводы, конструкция которых позволяет заменять фарфоровый изолятор (в случае его повреждения) без подъема активной части трансформатора или верхней части бака. Все съёмные вводы (за небольшим исключением) являются маслоподпорными; их внутренняя полость заполняется трансформаторным маслом под давлением из бака трансформатора.

#### **Герметичные вводы**

Трансформаторные вводы на напряжения 110 кВ и выше заполненные дегазированным трансформаторным маслом, не сообщаемым ни с маслом бака трансформатора, ни с атмосферным воздухом, называют **герметичными маслонаполненными**.

### 9.1.2 Производители

#### **Иностранные производители:**

- Завод высоковольтных вводов компании АББ в России (г.Хотьково Московской области)
- ЧАО «Запорожтрансформатор» - Украина, г. Запорожье
- ООО "ПТК "Энергомаш" - Украина, Донецкая обл., г. Славянск

#### **Отечественные производители:**

- ООО «Гжельский завод Электроизолятор» - Россия, Московская область, Раменский район, с Ново-Харитоново
- Завод компания «ИЗОЛЯТОР» - Россия, Московская область, Истринский район, с. Павловская Слобода,
- ООО «ТД «Пермнаб» - Россия, Пермский край, г. Пермь

### 9.1.3 Преимущества и недостатки

В данный момент значительными преимуществами обладают вводы с использованием внешней полимерной изоляции и использованием RIP-изоляции в качестве внутренней изоляции.

**Полимерная изоляция** представляет следующие преимущества: полное отсутствие масла, что облегчает эксплуатацию и значительно повышает свойства пожаро- и взрывобезопасности вводов; трекингерозионная стойкость; высокая грязестойкость благодаря высоким гидрофобным свойствам полимера; электрическая прочность загрязненной изоляции, на 15-20% превышающая фарфоровые изоляторы; эластичность ребер, исключающая скалывание, благодаря чему изоляция обладает высокой



ударопрочностью и сейсмостойкостью; отсутствие ограничений по углу установки ввода; гидрофобность полимера.

**Вводы с твердой RIP** изоляцией на сегодняшний день являются лучшими как с точки зрения характеристик изоляции, так и с точки зрения эксплуатационных издержек. Область использования RIP изоляции - до напряжения 500 кВ включительно.

Благодаря тому, что пропитка бумажного остова эпоксидным компаундом выполняется в вакууме, удается исключить газовые включения в изоляции. Таким образом, снижается уровень частичных разрядов, а также снижаются диэлектрические потери. RIP-изоляция имеет высокую термическую и механическую стойкость.

В эксплуатации высоковольтные вводы с RIP-изоляцией требуют минимального ухода, а именно, чистка фарфора по мере его загрязнения и измерение tg $\delta$  и ёмкости с периодичностью один раз в четыре года.

Расчетный срок службы таких вводов 40 лет и более при минимальных объёмах технического обслуживания. В настоящее время RIP-изоляция — лучшая внутренняя изоляция для высоковольтных вводов.

#### **9.1.4 Основные требования при выборе трансформаторного ввода**

- Класс напряжения;
- Тип тока, переменный или постоянный, и его значение;
- Угол установки к вертикали;
- Температурный диапазон - климатическая зона;
- Степень загрязнения района;
- Тип основной изоляции;
- Тип дополнительной изоляции;
- Тип внешней изоляции;
- Грозовой импульс;
- Коммутационный импульс;
- Конструкционные детали ввода (фланец монтажный, нижний экран, контактные детали);
  - Габаритные размеры
  - Среда применения (воздух – масло, воздух – воздух и т.п.)

#### **9.2 Хранение**

Вводы могут храниться снаружи только в защищенном от дождя месте, либо внутри помещения. При этом необходимо учитывать время хранения.

Полный список рекомендаций приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Рекомендации хранения согласно периода времени

-	Снаружи, в защищенном от дождя месте	Внутри помещения
Короткий период, Максимум один год	В упаковочном ящике поставщика, покрытом пленкой. Рекомендуется: Надеть дополнительный мешок из полиэтиленовой пленки с мешочком силикагеля внутри него на нижнюю часть ввода.	В упаковочном ящике поставщика или распакованном виде
Средний период, максимум два года	Не рекомендуется	В упаковочном ящике поставщика или распакованном виде
Длительный период, более, чем два года	Не рекомендуется	В упаковочном ящике поставщика или распакованном виде. Только в сухом помещении при постоянной температуре. Мешочек с силикагелем должен регулярно контролироваться. или: Нижняя часть ввода в контейнере для хранения, заполненном маслом или сухим азотом.

Защитный чехол, предохраняющий ввод от проникновения влаги, не должен сниматься в течение всего периода хранения.

При хранении вводов один раз в шесть месяцев производится проверка целостности полиэтиленового чехла и цвета силикагеля. Изменение цвета индикаторного силикагеля с голубого на розовый свидетельствует о его увлажнении. В этом случае необходимо заменить весь силикагель.

## 9.3 Замена

### 9.3.1 Такелажные работы

Вводы поставляются в деревянных или металлических ящиках, в которых они посредством распорок жестко закреплены на ложементах с эластичными прокладками.

Вводы транспортируются и хранятся в горизонтальном положении. Нижняя часть ввода защищена от увлажнения полиэтиленовым чехлом с вложенным в него мешочком с силикагелем, часть из которого является индикаторным силикагелем.

При распаковке ввод освобождается от крепления в упаковке и поднимается при помощи строп. Ввод двумя кранами поднимается в горизонтальном положении на необходимую высоту, после чего фланцевый конец опускается. Весь процесс визуально изображен на рисунках 9.2 - 9.4.

Для вводов типа БМИ ввод опускается на специальные стойки в вертикальном положении, после чего поверхность ввода очищается от упаковочного материала и загрязнений. Далее по завершению производятся операции по сливу или доливке ввода и гидравлического затвора маслом.

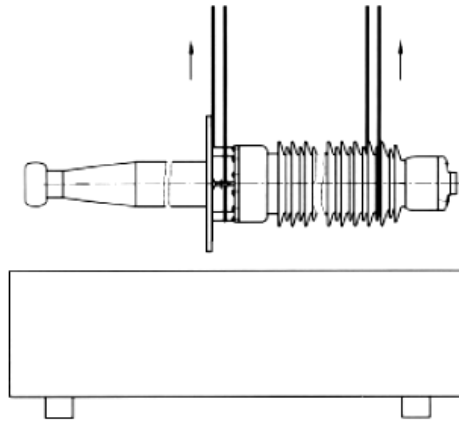


Рисунок 9.2 - Извлечение ввода из упаковки

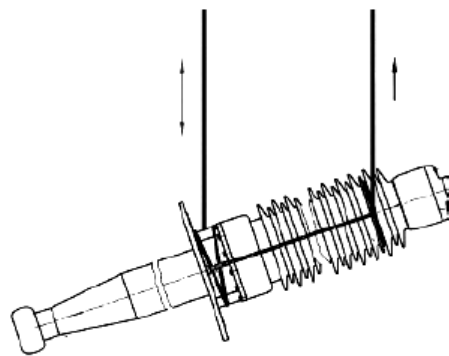


Рисунок 9.3 - Выведение ввода в вертикальное положение и опускание с помощью двух кранов

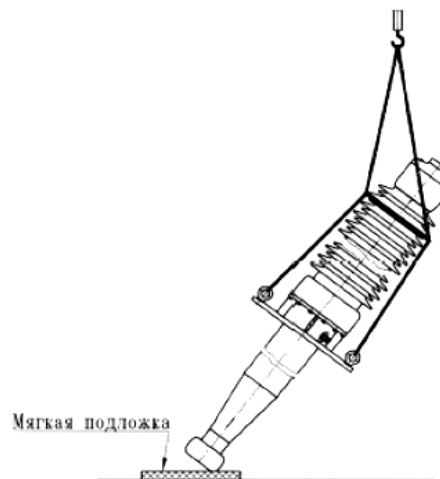


Рисунок 9.4 – Подъем ввода в вертикальное положение с одним краном

### 9.3.2 Установка на трансформатор

Установка ввода на трансформатор происходит в следующей последовательности:

1. Производится разборка верхней части ввода

2. Ввод монтируется на трансформатор, используя систему строповки
3. Припаивается токоведущий кабель. Во внутренней контактной шпильке необходимо просверлить одно или несколько отверстий, в которые будет впаиваться кабель. Глубина отверстий для внутренней контактной шпильки должна быть не более 45 мм. Кабель может быть припаян как мягким, так и твердым припоем
4. Производится монтаж головной части
5. Установка уплотнительных прокладок в пазовые канавки уплотнительного кольца, предварительно очистив канавки и смазав уплотнительные резинки смазкой
6. В верхнюю часть шпильки, в резьбовое отверстие, вворачивается винт с кольцом, и привязывается тросик и с его помощью, предварительно надев на тросик резиновую прокладку, гайку зажимную и гайку, протягивается кабель с припаянной шпилькой через трубу ввода
7. Производится чистка поверхности шпильки, на которую будет установлена прокладка, от загрязнений. Устанавливается прокладка и плотно завинчивается гайка зажимная, удерживая рукой контактную шпильку. Гайка зажимная имеет два штифта, которые при монтаже входят в соответствующие прорези во внутренней контактной шпильке
8. Фиксируется зажимная гайка от поворота в обратную сторону, с помощью затяжки винта, используя торцевой ключ
9. На резьбовую часть шпильки наворачивается гайка и затягивается ключом, с усилием
10. Наворачивается защитная крышка

#### **9.4 Требования по техническому обслуживанию и контролю**

Одной из актуальных задач электроэнергетики является обеспечение работоспособности высоковольтных вводов трансформаторов в процессе их длительной эксплуатации. Данные многолетних испытаний вводов показывают, что средний их срок службы составляет от 20 лет, после чего нужна их замена.

Типичными дефектами вводов являются: местные дефекты остова, загрязнение их поверхности, загрязнение внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки продуктами старения масла, увлажнение бумажно-масляной изоляции и др.

За последние 25 лет примерно в 23% случаях причиной аварий силовых трансформаторов являлись повреждение вводов. При этом анализ аварийности показывает, что наиболее частым и опасным видом повреждения вводов является перекрытие внутренней изоляции, связанное с ухудшением свойств масла и образованием полупроводящего осадка на внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки, что практически всегда приводит к аварии трансформатора. Исходя из этого к вводам

трансформатора предъявляются требования по техническому обслуживанию и контролю

#### **9.4.1 Требования рекомендуемые к техническому обслуживанию и надзору**

##### **9.4.1.1 Чистка поверхности изоляторов**

В условиях сильного загрязнения окружающей среды рекомендуется очищать поверхность фарфорового изолятора. Это может быть сделано водяной струей или протиркой влажной тканью. При необходимости может быть использован этиловый спирт или этиловый ацетат; трихлорэтан или метилхлорид применять не рекомендуется ввиду их вредных и экологически опасных свойств

##### **9.4.1.2 Контроль герметичности**

Визуальный контроль герметичности проводится во время проведения планового обследования трансформатора.

#### **9.4.2 Основные методы контроля технического состояния вводов**

В настоящее время существует и применяется большое число методов контроля технического состояния вводов. Все методы можно разделить на интегральные и дифференциальные. Интегральные методы оценивают состояние изоляционной конструкции в целом, но не позволяют различить местонахождение дефекта. Так как дефект внутри изоляционной конструкции, как правило, распределяется неравномерно, интегральные методы оказываются нечувствительными к локальным дефектам. Большинство используемых методов являются интегральными. Дифференциальные методы позволяют установить место (или область) дефекта. К таким методам относятся тепловизионное обследование и регистрация (локализация) частичных разрядов. Для контроля оборудования в процессе эксплуатации предпочтительно применять методы, не требующие его отключения от сети. Основные методы, их достоинства и недостатки приводятся в таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Основные методы контроля состояния высоковольтных вводов

Название метода	Выявляемые дефекты	Достоинства метода	Недостатки метода
Измерение сопротивления изоляции	Увлажнение твердой изоляции	Позволяет оценить абсорбционные процессы в изоляции	Необходимость отключения оборудования, наличие помех
	Поверхностное загрязнение		
Измерение диэлектрических потерь и емкости изоляции:			
а) измерение tgδ и емкости при приложенном напряжении (по зонам)	Увлажнение твердой изоляции и масла	Возможность обнаружения как общего ухудшения изоляции, так и местного (при измерении емкости)	Одинаковое изменение tgδ может быть вызвано дефектами разной природы и разной степени опасности. Наличие погрешностей.
	Старение масла		
	Интенсивные частичные разряды и следы разрушения ими твердой изоляции		
б) определение зависимости tgδ и емкости от напряжения	Частичные разряды в твердой изоляции и в масле	Высокая эффективность и достоверность	Необходимость отключения оборудования
в) измерение полной (комплексной) проводимости, tgδ и емкости при рабочем напряжении	Старение масла	Высокая эффективность контроля при рабочем напряжении по сравнению с пониженным напряжением	Низкая эффективность при развитии дефектов в масляном канале и при загрязнении поверхности остова и крышки
	Частичные разряды в изоляции остова и на поверхности остова		
	Развитие теплового и тепло-ионизационного пробоя		
г) определение зависимости tgδ от температуры	Развитие теплового пробоя	Высокая эффективность и достоверность	Необходимость измерений в широком диапазоне температур
	Старение масла		
Анализ масла:			
а) определение физико-химических характеристик масла	Увлажнение, старение, перегревы, загрязнение масла	Высокая информативность, большое число выявляемых дефектов	Нецелесообразность отбора проб из герметичных вводов. Возможность загрязнения проб при отборе и транспортировке. Различия в газовой выделении масел разных марок.
б) анализ газов, растворенных в масле	Термическое и электрическое разрушение материалов		
в) анализ производных фурана, находящихся в пробе масла	Старение твердой изоляции		
Измерение частичных разрядов	Местные дефекты (включения)	Возможность обнаружения и локализации дефекта на ранней стадии	Сложность исключения помех и интерпретации сигнала
	Ухудшение характеристик масла		
	Изменение распределения напряжения в изоляции		
Измерение давления (для герметизированных конструкций)	Интенсивные частичные разряды в масле и твердой изоляции	Относительная простота контроля	Позволяет выявить разряды лишь на поздней стадии развития
	Нарушение герметичности		
Тепловизионное обследование	Нагревы в местах внешних и внутренних контактных соединений	Относительная простота контроля; наглядность полученных данных; высокая производительность; Отсутствие необходимости вмешательства в рабочие режимы оборудования	Отсутствие возможности наблюдения за нижней частью ввода
	Образование короткозамкнутых контуров в расширителях герметичных вводов		
	Понижение уровня масла во вводах		
	Увлажнение верхней части остова ввода		

Наиболее перспективным методом контроля изоляционной конструкции вводов на ранней стадии развития дефекта является регистрация частичных разрядов. Этот метод обладает следующими преимуществами:

- Позволяет обнаружить большинство дефектов во вводе;
- Позволяет выявить дефект на первоначальной стадии (остальные методы обнаруживают только последствия разрядов – изменение диэлектрических характеристик, продукты разрушения изоляции);
- Позволяет локализовать место дефекта в оборудовании;
- Не требует вывода оборудования из работы;
- Несет обширную диагностическую информацию (большое число параметров ЧР можно использовать в диагностике (частота следования импульсов, форма частотного спектра ЧР, ширина фронта импульса и т.д.)).

Основной проблемой при использовании метода регистрации ЧР является отсутствие нормирования разрядов в изоляции. Это связано с существенным различием сигналов разрядов различной физической природы, что не позволяет руководствоваться едиными нормами для выявления всех видов разрядов. В основном, на практике применяется только оценка по величине кажущегося заряда ЧР, что недостаточно для объективной оценки. Для повышения информативности и достоверности данного метода требуется использование критериев оценки и по другим параметрам ЧР (форма частотного спектра, ширина фронта импульса и т.д.). В связи с этим дальнейшие исследования необходимо направить на установление зависимости между формой сигнала ЧР и дефектами изоляции вводов.

#### **9.4.3 Техника безопасности**

При проведении электрических испытаний вводов должны соблюдаться требования действующих «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и местных инструкций.

Все транспортные и подъемные средства должны быть исправны и иметь соответствующие свидетельства.

При строповке вводов и их перемещении обязательно выполнение требований правил техники безопасности, относящихся к такелажным работам.

#### **9.4.4 Утилизация**

При достижении конца срока службы это изделие должно быть утилизировано точно в соответствии с местными законами и правилами.

Все содержащиеся вещества и материал до повторного использования должны быть рассортированы.

## **9.5 Контроль изоляции**

Для выявления повреждений внутренней изоляции вводов трансформаторов напряжением 500 кВ и более в начальной стадии применяют устройства контроля изоляции вводов (КИВ). Устройство позволяет обнаружить частичный пробой ввода и предотвратить дальнейшее повреждение, сопровождающееся разрушением ввода и пожаром автотрансформатора, отключением автотрансформатора до наступления полного пробоя изоляции ввода.

Для вводов с меньшим напряжением устройства КИВ не устанавливаются, за редким случаем установки на напряжения от 220 до 500 кВ.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Олёкминского гидроузла на реке Олёкма, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0, 1 % равных 6742 и 7871 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 280 МВт и среднегодовая выработка 2,2 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 40,5 м;
- расчетный – 33 м;
- минимальный – 27,5 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 3696 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривались три варианта ПЛ40а-В, ПЛ40б-В и РО45-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40б-В-560.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-48 с номинальной активной мощностью 72,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (4 блока, 3 отходящих воздушных линии) ОРУ 220 кВ – "две рабочие системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ– 200000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ- 1600/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина – 73,6 м;
- глухая плотина, сопрягающая водосливную и станционную части – 20,6 м;
- станционная бетонная плотина – 115,3 м;
- правобережная глухая плотина – 73,6 м;
- левобережная грунтовая плотина – 610,9 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 421 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- отметка гребня – 471 м;
- ширина гребня – 20 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,2 (нормативное значение для сооружений I I класса). Таким образом, плотина Олёкминского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

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 расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5 лет 1 месяц;
- себестоимость – 0,1 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 1506,88 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Олёкминской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах» / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1982 – 48 с.
2. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
3. 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
4. Васильев Ю.С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю.С. Васильев, Г.А, Претро. - Л.: ЛГТУ, 1991. 80с.
5. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
6. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
7. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
8. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
9. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
10. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
11. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
12. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

14. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
17. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
19. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
20. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
21. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
24. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
25. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
26. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
27. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
28. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

29. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.

30. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

31. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Графики ИКН

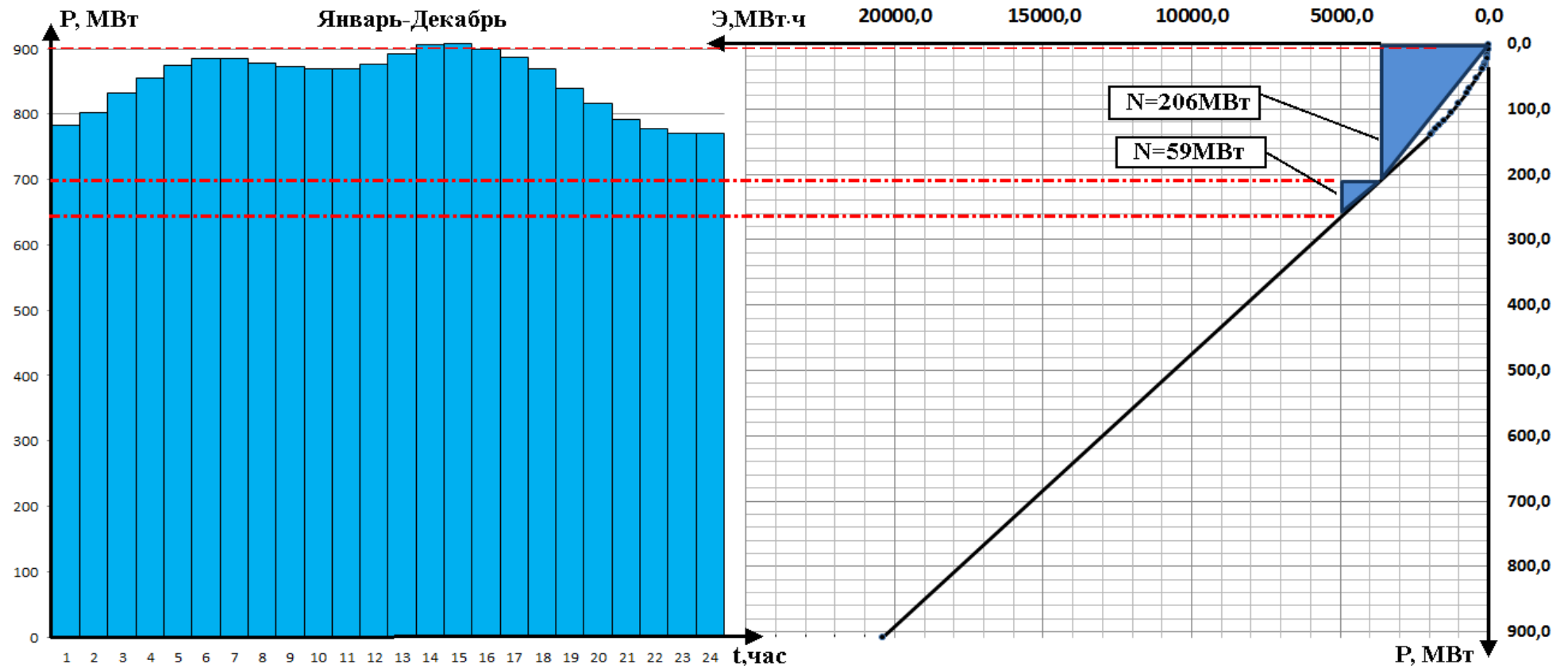


Рисунок А.1 - Суточный график ИКН

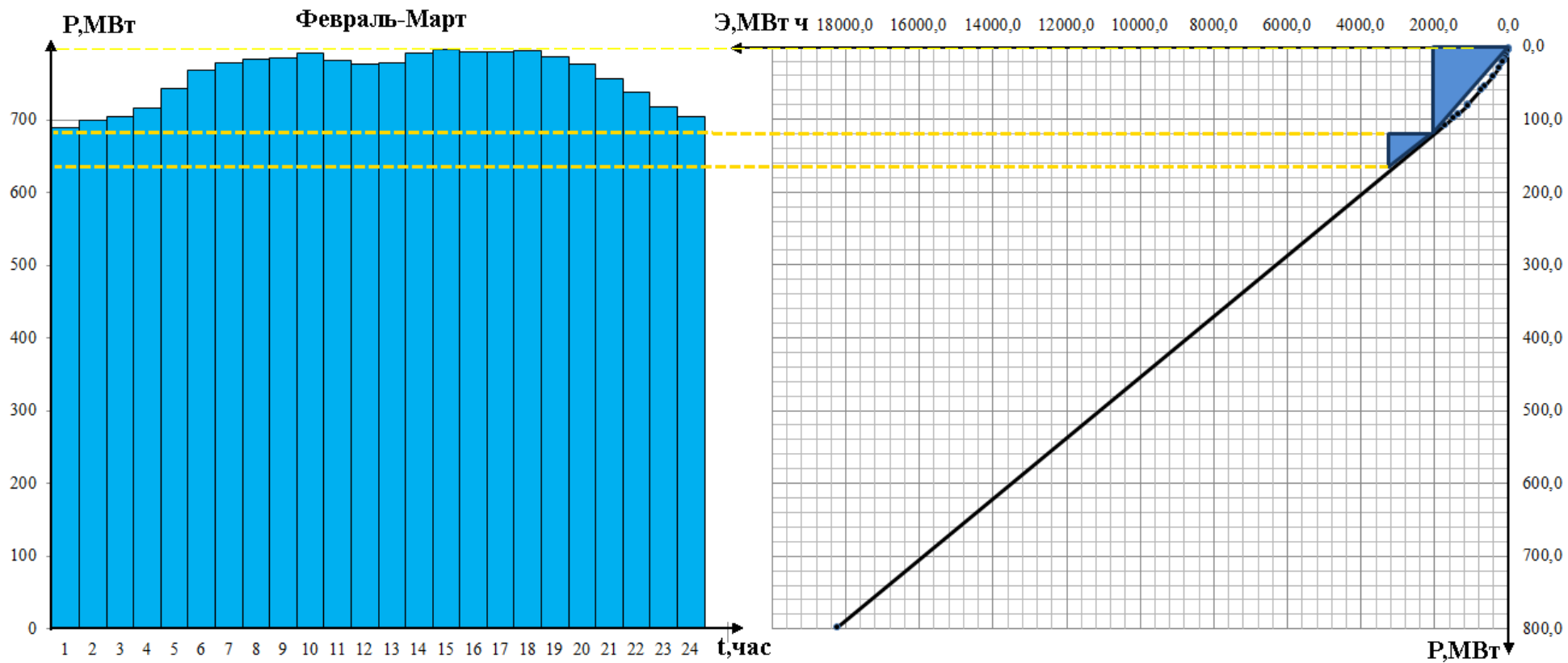


Рисунок А.2 - Суточный график ИКН

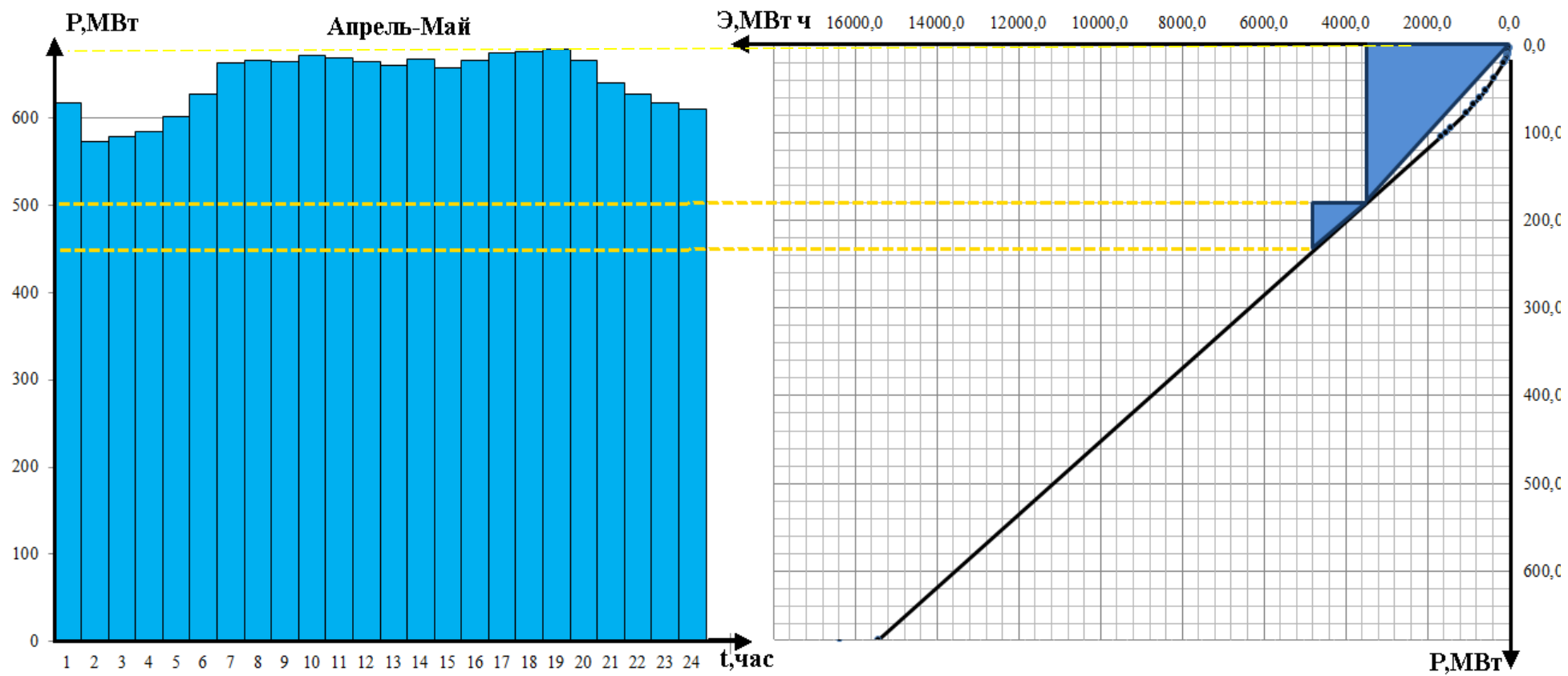


Рисунок А.3 - Суточный график ИКН



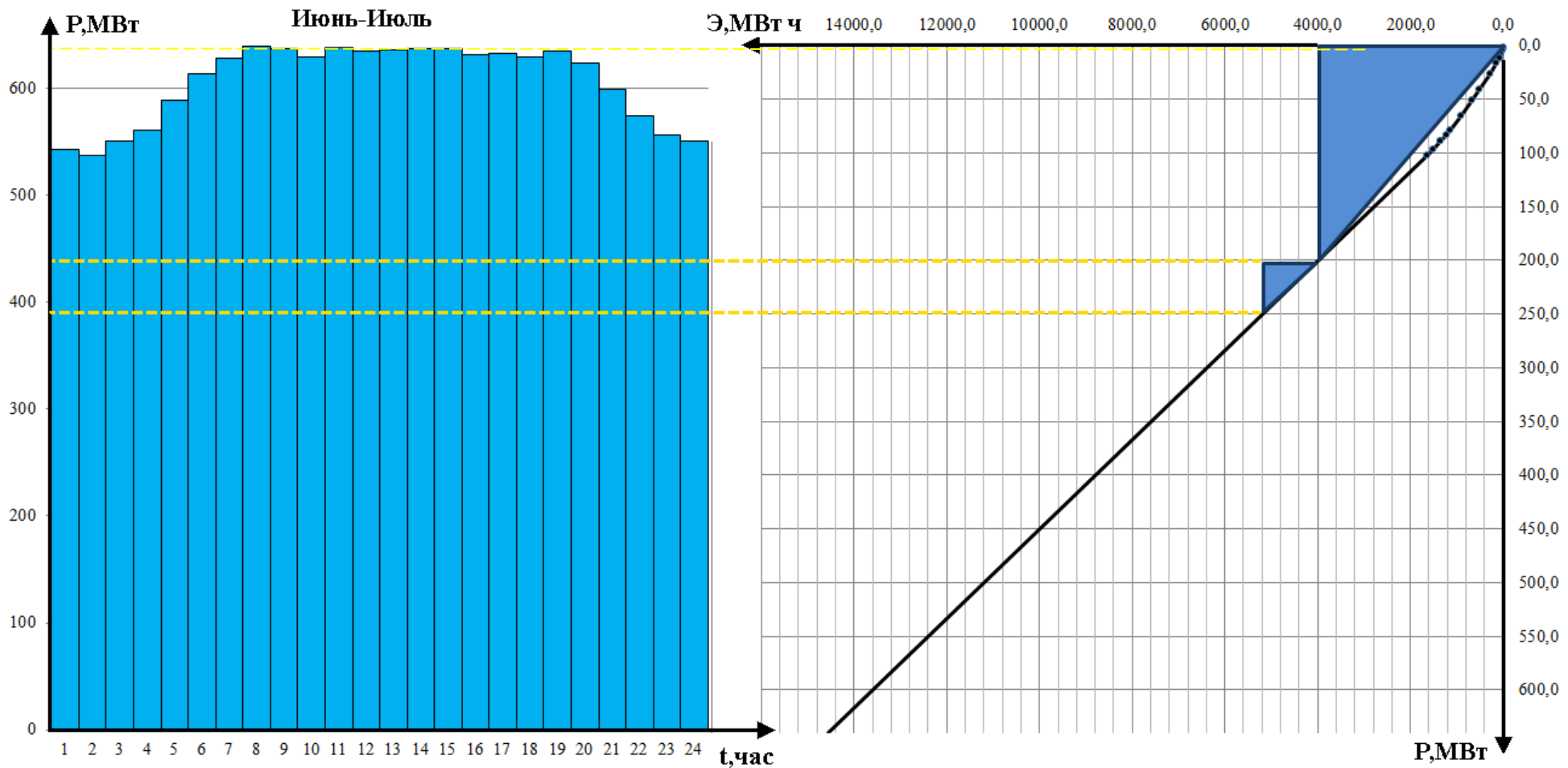


Рисунок А.4 - Суточный график ИКН

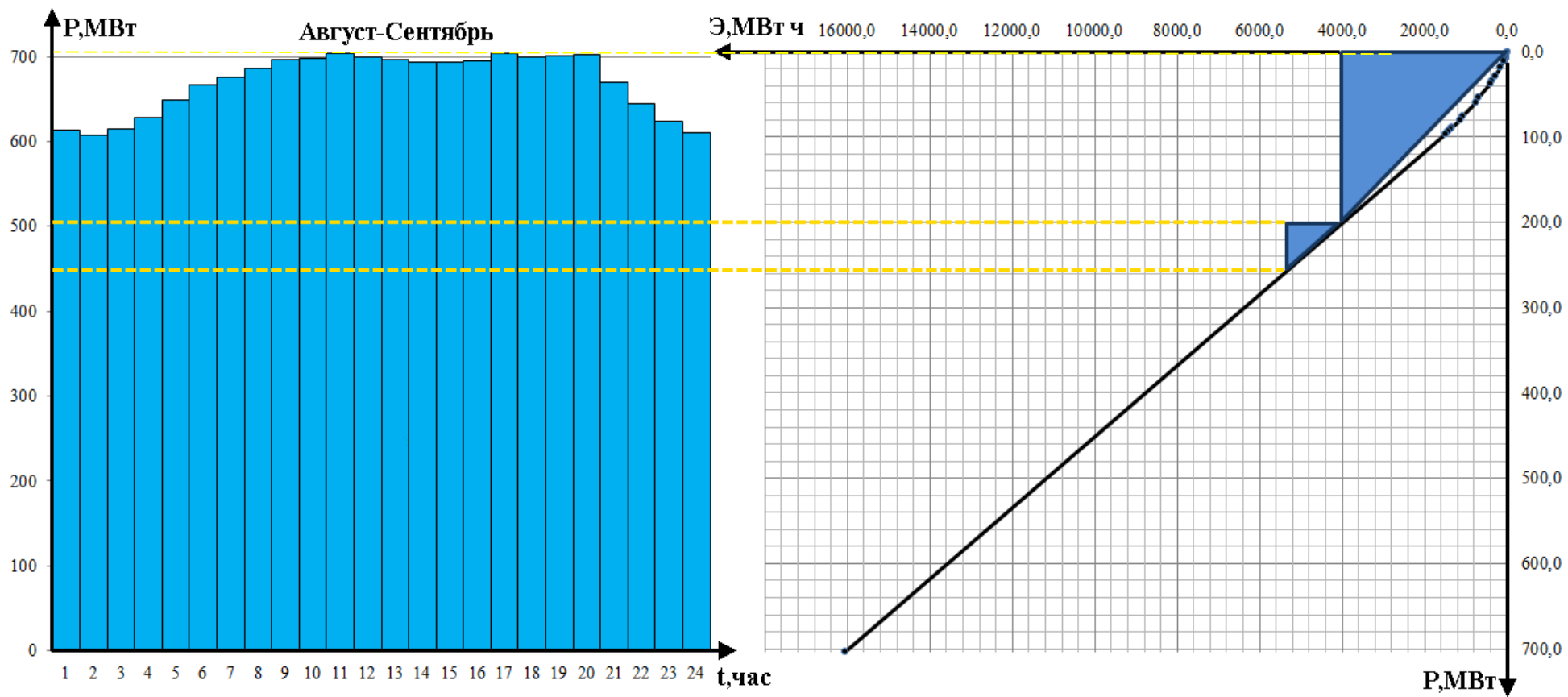


Рисунок А.5 - Суточный график ИКН

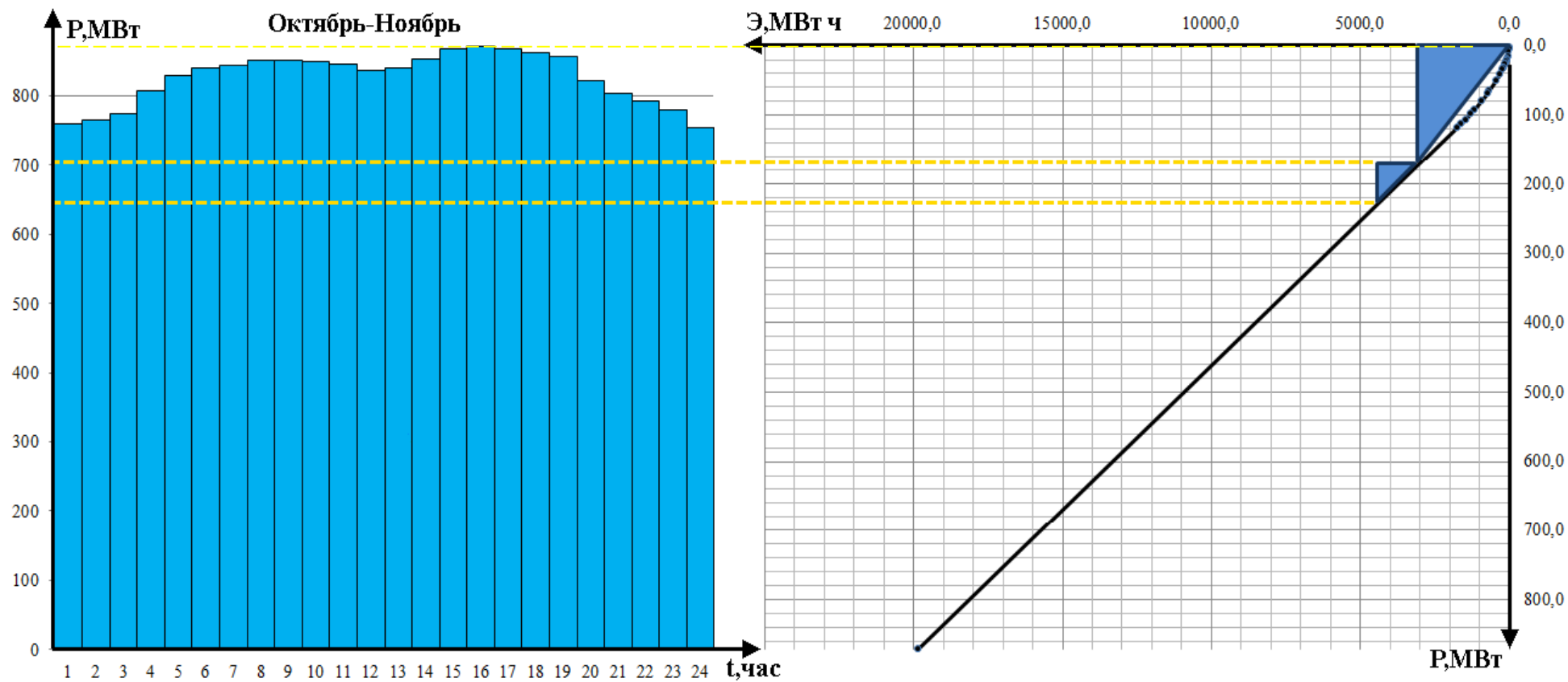


Рисунок А.6 - Суточный график ИКН

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

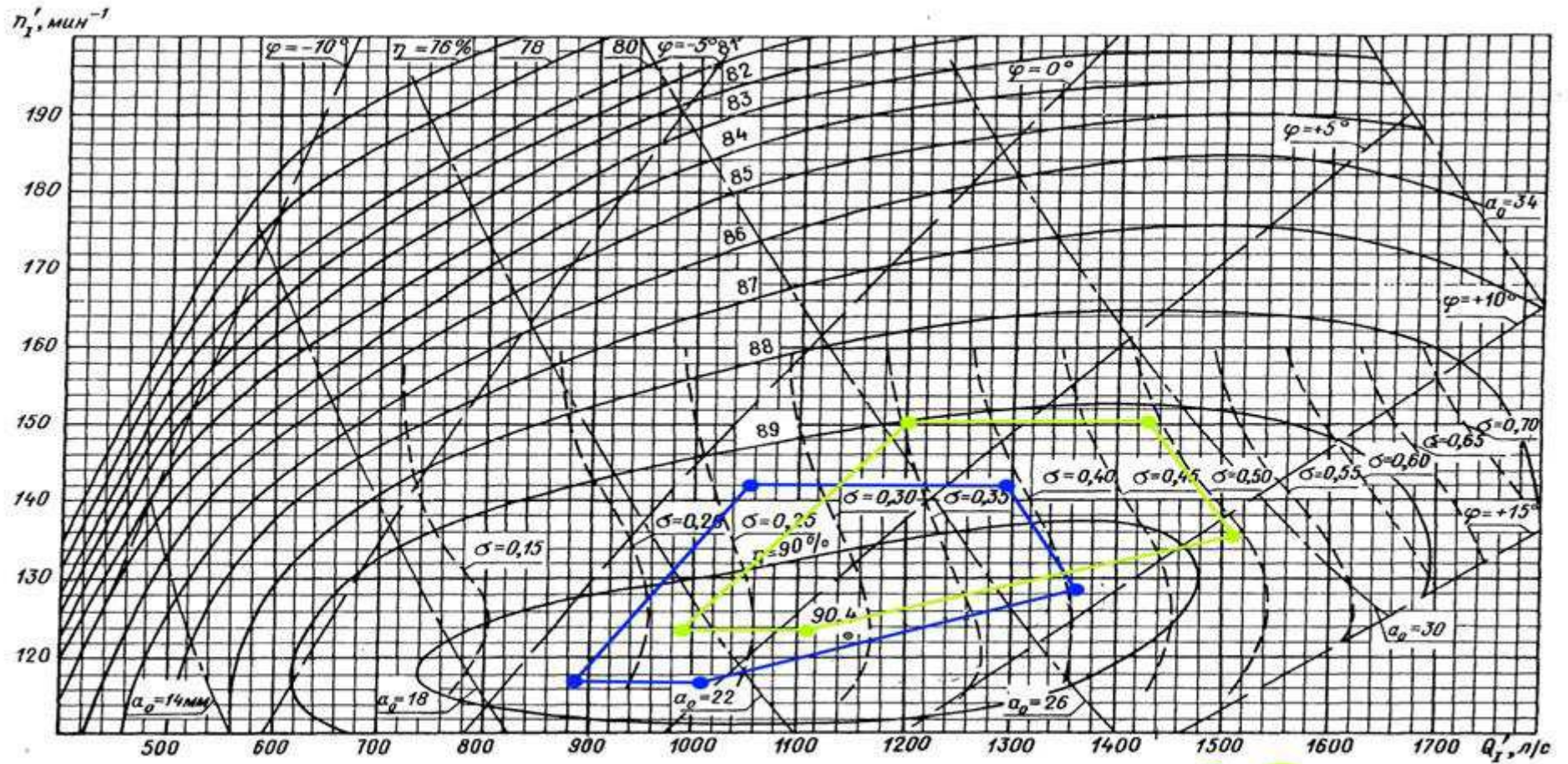
### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 - Первая итерация за маловодный год

t, мес	Qбыт. пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км <sup>3</sup>	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
11	82	1	665	0	747	748	350	35	1,72	33,28	465,00	463,32	464,16	426,04	38,12	245	гар
12	60	1	890	0	950	951	350	33,28	2,31	30,97	463,32	461,38	462,35	426,77	35,58	291	гар
1	4	1	1010	0	1014	1015	350	30,97	2,62	28,35	461,38	459,33	460,36	427,00	33,36	291	гар
2	3	1	890	0	893	894	350	28,35	2,31	26,04	459,33	457,49	458,41	426,57	31,84	245	гар
3	1	1	490,00	0	491	492	350	26,04	1,27	24,77	457,49	456,42	456,95	425,07	31,88	135	гар
4	6	1	700	0	706	707	700	24,77	1,81	22,96	456,42	454,80	455,61	425,89	29,72	180	по ВХК
5	2608	1	-1900	0	708	709	700	22,96	-4,92	27,88	454,80	458,97	456,88	425,90	30,98	189	по ВХК
6	2832	1	-2132	0	700	701	700	27,88	-5,53	33,41	458,97	463,44	461,20	425,87	35,33	213	по ВХК
7	990	1	-290	0	700	701	700	33,41	-0,75	34,16	463,44	464,15	463,80	425,87	37,93	228	по ВХК
8	854	1	-155	0	699	700	700	34,16	-0,40	34,56	464,15	464,55	464,35	425,87	38,48	231	по ВХК
9	975	1	-276	0	699	700	700	34,56	-0,72	35,28	464,55	465,30	464,93	425,87	39,06	235	по ВХК
10	771	1	-70	0	701	702	700	35,28	-0,18	35,46	465,30	465,50	465,40	425,87	39,53	238	по ВХК

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40а-В



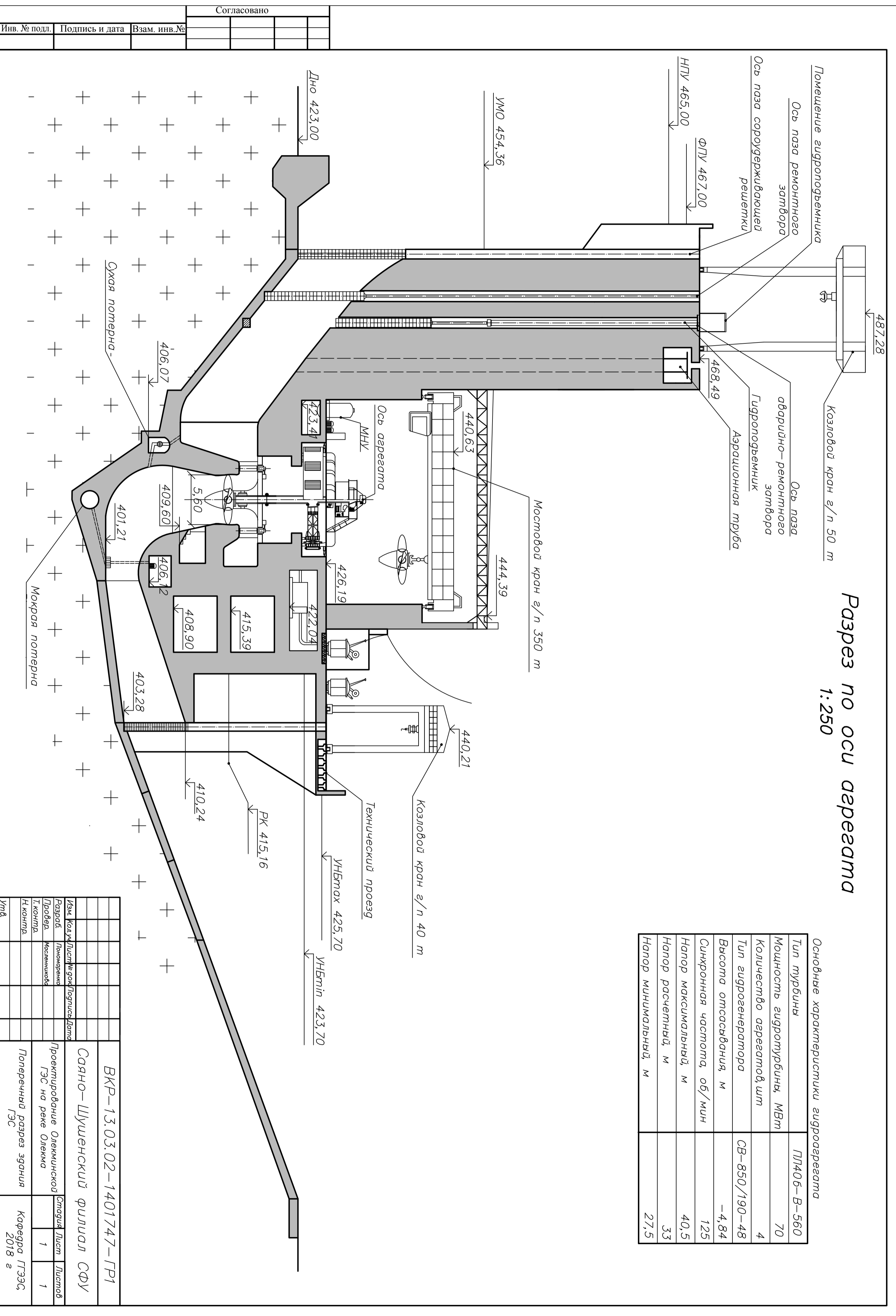
12

Рисунок В.1 - Режимное поле

# Разрез по оси агрегата 1:250

Основные характеристики гидроагрегата

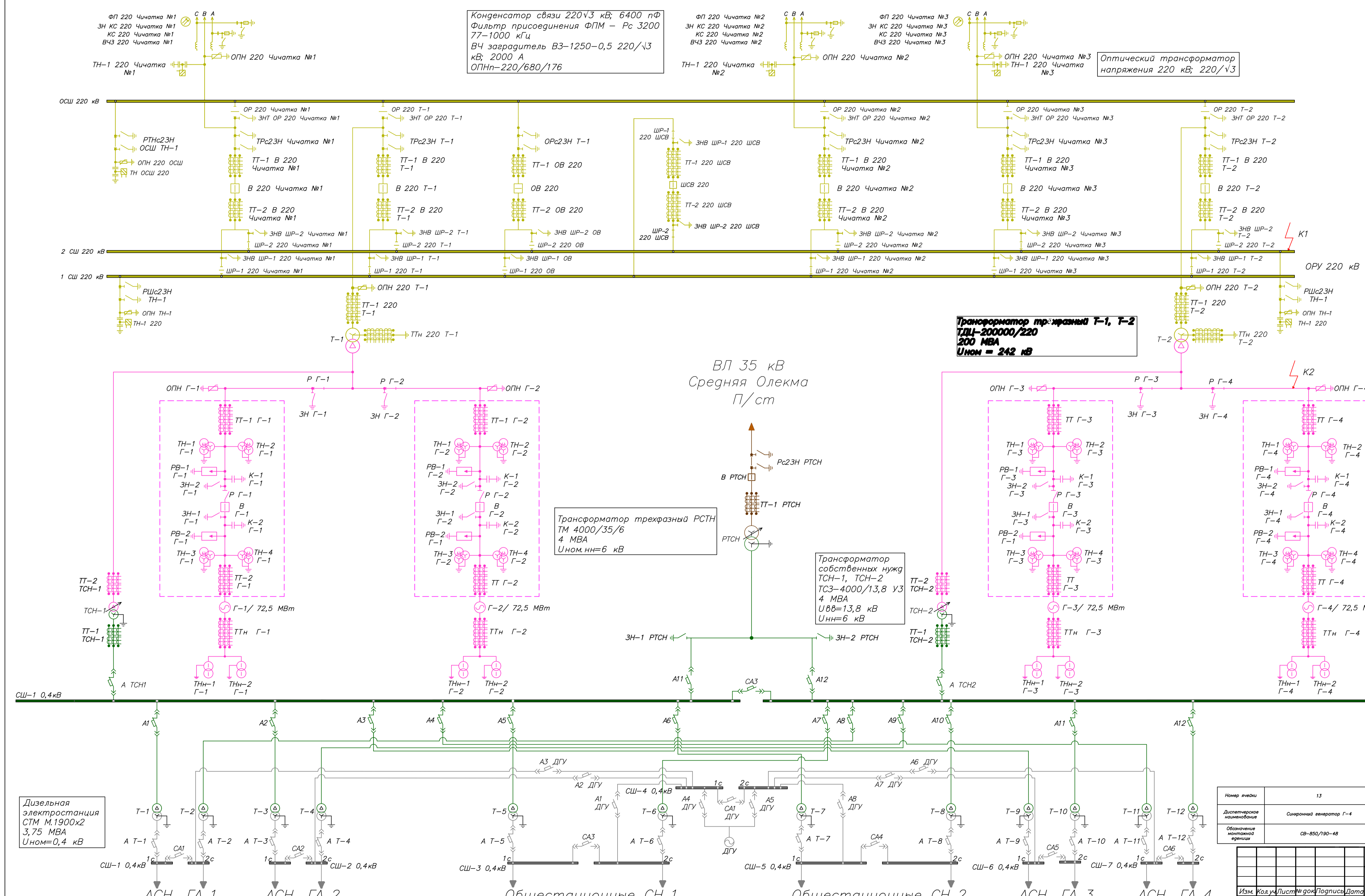
Тип турбины	ПТД06-В-560
Мощность гидротурбины, МВт	70
Количество агрегатов, шт	4
Тип гидрогенератора	СВ-850/190-48
Высота отсасывания, м	-4,84
Синхронная частота, об/мин	125
Напор максимальный, м	40,5
Напор расчетный, м	33
Напор минимальный, м	27,5



Согласовано		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВКР-13.03.02-1401747-ГР1 Саяно-Шушенский филиал СФУ Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олека Поперечный разрез здания Кафедра ГТЭС, 2018 г
Разработ.	Полномочник					
Проект.	Масленников					
Т.контр.						
Н.контр.						
Утв.						Стадия Лист Листов 1 1

Название ячейки	1	2		3	4	5	
Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Олёкминская ГЭС – Чичатка № 1	Трансформатор Т-1		ВЛ 220 кВ Олёкминская ГЭС – Чичатка № 2	ВЛ 220 кВ Олёкминская ГЭС – Чичатка № 3	Трансформатор Т-2	
Конструкция фазы линии	АС 240/32	-		АС 240/32	АС 240/32	-	



Конденсатор связи 220√3 кВ; 6400 нФ  
 Фильтр присоединения ФПМ – Rс 3200  
 77-1000 кГц  
 ВЧ заградитель ВЗ-1250-0,5 220/√3  
 кВ; 2000 А  
 ОПНн-220/680/176

Оптический трансформатор  
 напряжения 220 кВ; 220/√3

Трансформатор трехфазный Т-1, Т-2  
 ТДЛ-200000/220  
 200 МВА  
 Uном = 242 кВ

Трансформатор трехфазный РСТН  
 ТМ 4000/35/6  
 4 МВА  
 Uном.нн=6 кВ

Трансформатор собственных нужд  
 ТСН-1, ТСН-2  
 ТСЗ-4000/13,8 U3  
 4 МВА  
 UВВ=13,8 кВ  
 Uнн=6 кВ

Обходная система шин 220 кВ

Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Разъединитель РГ-220/1000
Заземлитель 220 кВ; 63 кА
Трансформатор тока встроенный ТВГ-220кВ; 50кА
Выключатель элегазовый баковый ВЭБ-220 Uном=220 кВ; Iном=2500 А
Трансформатор тока встроенный ТВГ-220кВ; 50кА
ОПНн-220/680/176

Две рабочие системы шин 220 кВ  
 Линейный разъединитель с 2 ЗН 220 кВ:  
 Разъединитель РГ-220/1000  
 Заземлитель 220 кВ; 63 кА  
 ОПНн-220/680/176  
 Оптический трансформатор  
 напряжения 220 кВ; 220/√3

Генераторный комплекс  
**FKGIF; 13500А; 120кА**  
**Uном = 27 кВ**

Разрядник вентильный  
 Заземляющий нож(MKG2S);  
 Разъединитель(KG2S);  
 Выключатель(FKG2S);

Синхронный генератор  
 ГГ-1, ГГ-2, ГГ-3, ГГ-4  
 СВ 850/190-48  
 85,5 МВА  
 Uном=13,8 кВ

Дизельная электростанция  
 СТМ М.1900х2  
 3,75 МВА  
 Uном=0,4 кВ

Номер ячейки	13
Диспетчерское наименование	Синхронный генератор Г-4
Обозначение монтажной группы	СВ-850/190-48

Точка КЗ	I <sup>(3)</sup> , кА	I <sup>(1)</sup> , кА
Шина 220 кВ(К1)	4,685	7,047
Вывода генератора 10,5 кВ(К2)	93,835	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10, 11	12
Трансформатор ТН-1	Линейный СН-1 ГМ	Синхронный генератор Г-1	Линейный СН-2 ГМ	Синхронный генератор Г-2	Общестационарные СН 1	Дизельная генераторная установка	Общестационарные СН	Трансформатор ТН-2	Синхронный генератор Г-3, Линейные СН-3 ГМ	Линейный СН-4 ГМ
ТН-1	АСН ГМ	СВ-850/190-48	АСН ГМ	СВ-850/190-48	ОСН 1	ДГУ	ОСН	ТН-2	СВ-850/190-48, АСН ГМ	АСН ГМ

ВКР-13.03.02-1401747-ЭС1

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Пономаренко				
Провер.					
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма

Стадия Лист Листов

1 1

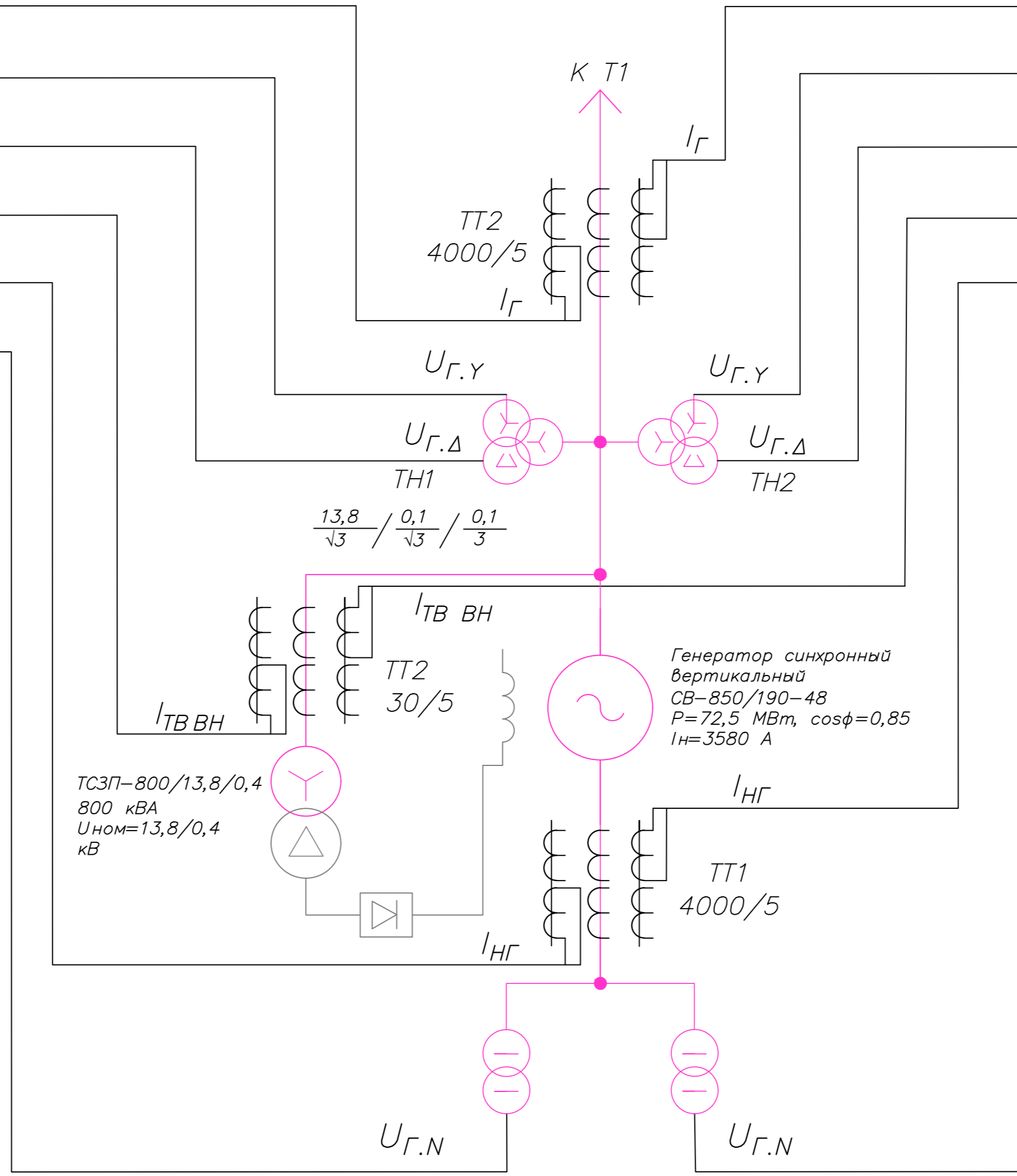
Главная схема электрических соединений

Кафедра ГТЭС, 2018 г

Формат А1

ШЭ1113(Система А)		
$I_{\Delta G}$	$I_{\Gamma}$	Y
$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$	$U_{\Gamma.Y}$	Y
$КИН, Un(U_0)$	$U_{\Gamma.\Delta}$	$\Delta$
$I_p$	$I_{ТВ ВН}$	Y
$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z1<, Z2<$	$I_{НГ}$	Y
$Un(U_0)$	$U_{\Gamma.N}$	-

ШЭ1113(Система Б)		
Y	$I_{\Gamma}$	$I_{\Delta G}$
Y	$U_{\Gamma.Y}$	$Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН$
$\Delta$	$U_{\Gamma.\Delta}$	$КИН, Un(U_0)$
Y	$I_{ТВ ВН}$	$I_p$
Y	$I_{НГ}$	$I_{\Delta G}, I_2, I_1, Z1<, Z2<$
-	$U_{\Gamma.N}$	$Un(U_0)$



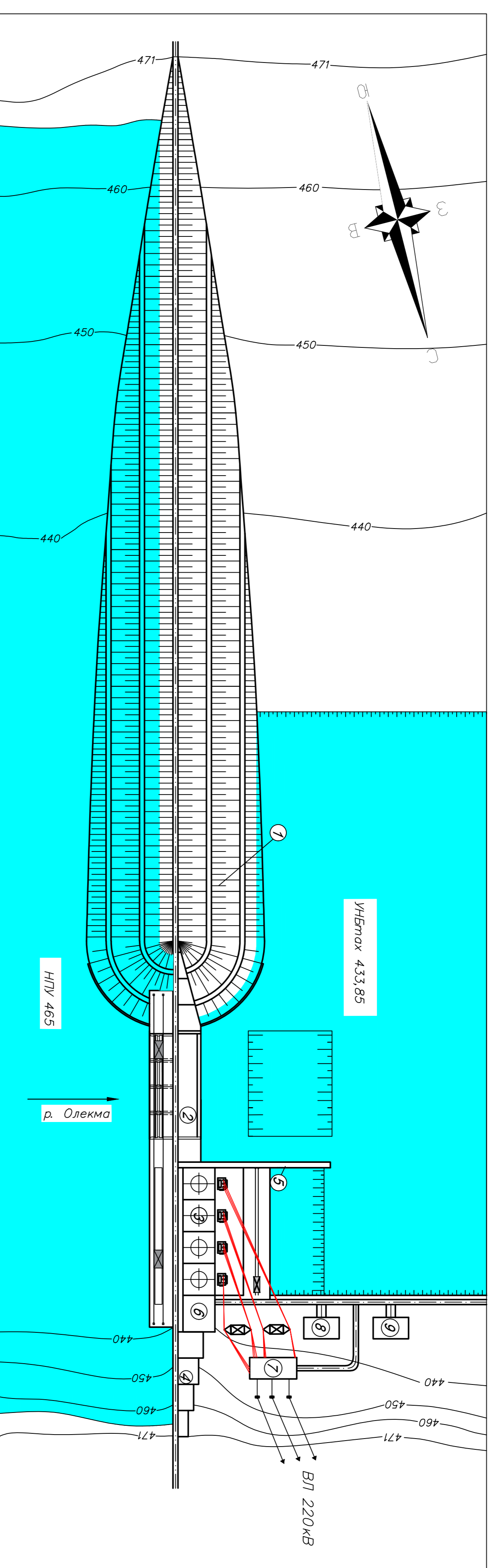
Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.о}$	$0,15 \cdot I_N$	0,29 А
		Коэффициент торможения, $K_t$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_N$	0,97 А
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	2,91 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, $K_t$	1,2
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_N$ 140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_N$ 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$ 0,136 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_N$ 0,349 А
		ОТС	$I_{2С.З}$	$0,112 \cdot I_N$ 0,217 А
Защита от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$ 2,076 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$ 2,134 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_N$ 2,37 А
ДЗ	$Z >$	1 ступень	$Z_1$	0,05 0,11 Ом
		2 ступень	$Z_2$	0,27 0,6 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{p\text{ сивн}}$	$1,07 \cdot I_N$ 5,13 А
		ПО	$I_{p\text{ пуск}}$	$1,22 \cdot I_N$ 5,27 А
		Отсечка	$I_{p\text{ пуск}}$	$2,19 \cdot I_N$ 10,49 А

Защиты	Наименование	Обозначение	Действие							
			Отключение В/Г	Гашение поля	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТЧН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$		+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+	
		$t_2$							+	
		$t_3$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	2 ступень	+	+						
		1 ступень	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+	
		ПО	+	+						
		ОТС	$t_1$				+			
			$t_2$					+		
Защита от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+	
		ПО	+	+						
		ОТС	$t_1$				+			
			$t_2$					+		
ДЗ	$Z >$	1 ступень	$t_1$						+	
			$t_2$	+	+	+				
		2 ступень	$t_1$						+	
			$t_2$	+	+					
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+	
		ПО	+	+						
		Отсечка	+	+						

ВКР-13.03.02-1401747-ЭС2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Пономаренко				
Провер.	Широков				
Т. контр.					
Н. контр.					
Утв.					
Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма				Стадия	Лист
Выбор защит основного оборудования				1	1
				Кафедра ГГЭС, 2018 г	



# Генеральный план М 1:2000



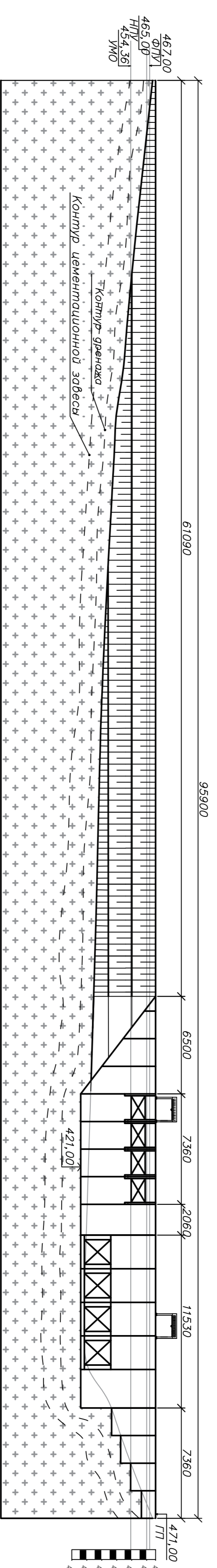
## Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Левобережная арматурная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Правобережная аллюва бетонная плотина
5	Разделительный устой
6	Монтажная площадка
7	Распределительное устройство
8	Здание административно-технического персонала
9	Производственные помещения

## Условные обозначения

- Дык
- Дорога
- Трансформатор
- Гидроагрегат

## Вид с Верхнего бьефа М 1:2000



## Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02-1401747-П	Генпл. Вид с Верхнего бьефа. Экспликация сооружений.	
2	ВКР-13.03.02-1401747-П1 ВКР-13.03.02-1401747-П2	Поперечный разрез здания ГЭС Сбор надрезок, действующих на водосливную плотину	
3	ВКР-13.03.02-1401747-П3	Поперечный разрез по водосливной плотине	
4	ВКР-13.03.02-1401747-ЭС1	Главная схема электрических соединений	
5	ВКР-13.03.02-1401747-ЭС2	Выбор защит основного оборудования	
6	ВКР-13.03.02-1401747-ПЗ	Пояснительная записка	

1. Размеры на чертеже даны в см.
2. Отметки на чертеже даны в м.

Согласовано

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

ВКР-13.03.02-1401747-П

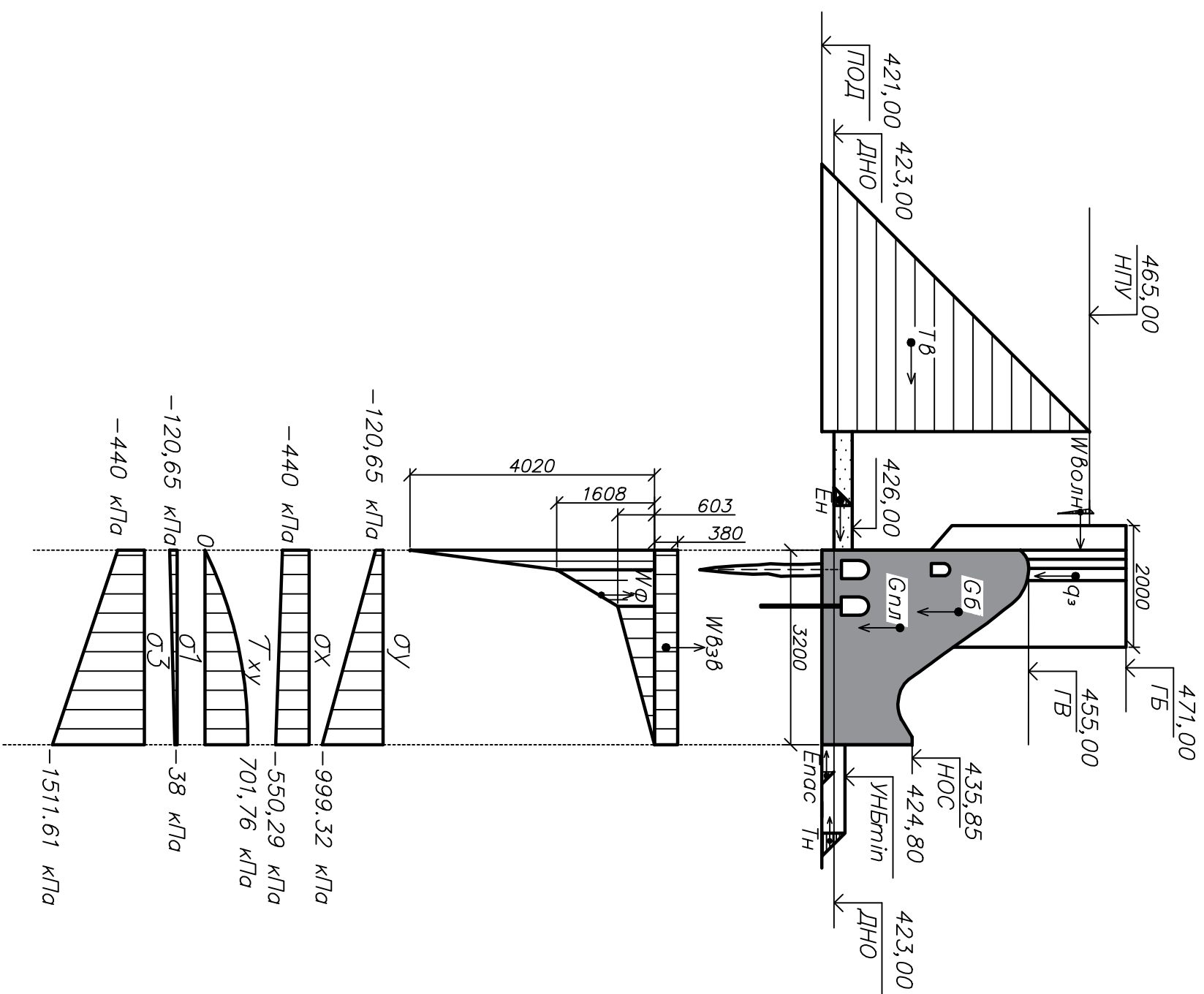
Саяно-Шушенский филиал СФУ

Диз. Кош. Лист	Испол. Лист	Датум

Проектирование: Олександровский ГЭС на реке Оленка  
 Проверка: ГЭС на реке Оленка  
 И.контр. В.В. Экспликация сооружений  
 УМД

Страница 1 из 1  
 Листов 1 из 1  
 Кафедра ГТЭС,  
 2018 г.

# Нагрузки и напряжения на водосливную часть плотины (М 1:800)



Нагрузки:  
 Глл – вес водосливной плотины;  
 ГБ – вес бычка;  
 ТВ – гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
 Тн – гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
 УФ – фильтрационное давление воды;  
 ВЗВ – взвешивающее давление воды;  
 Ен – активное давление наносов;  
 Оз – вес затворов.

Напряжения:  
 оу – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;  
 ох – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;  
 тху – касательные напряжения;  
 о1, о3 – главные напряжения.

1. Размеры на чертеже даны в см.
2. Отметки на чертеже даны в м.

Согласовано		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.					
Проект.					
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

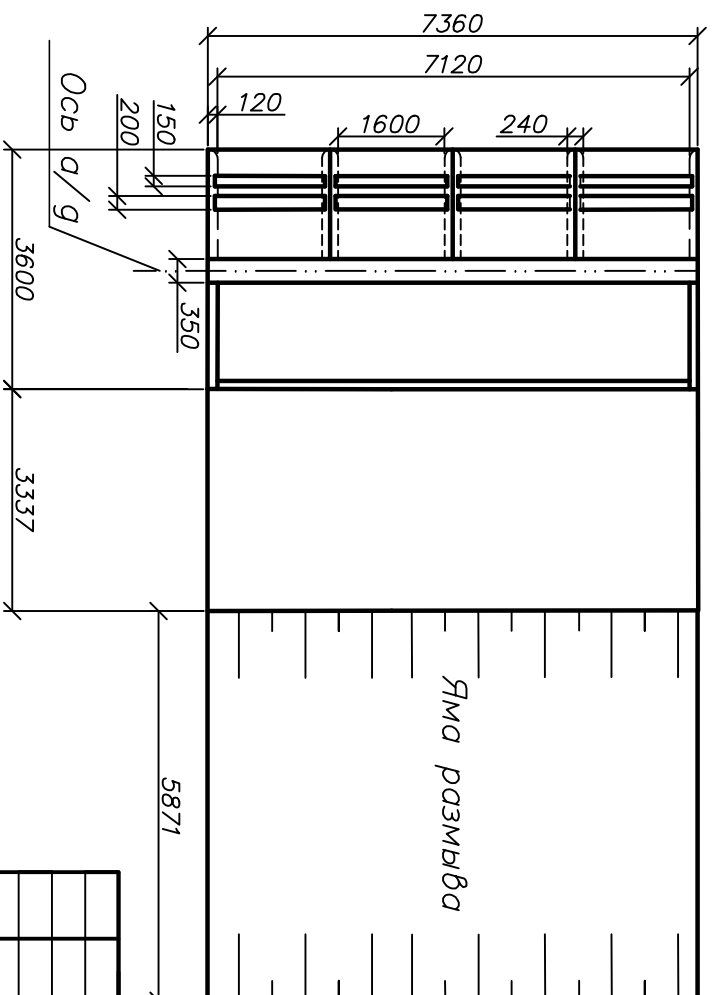
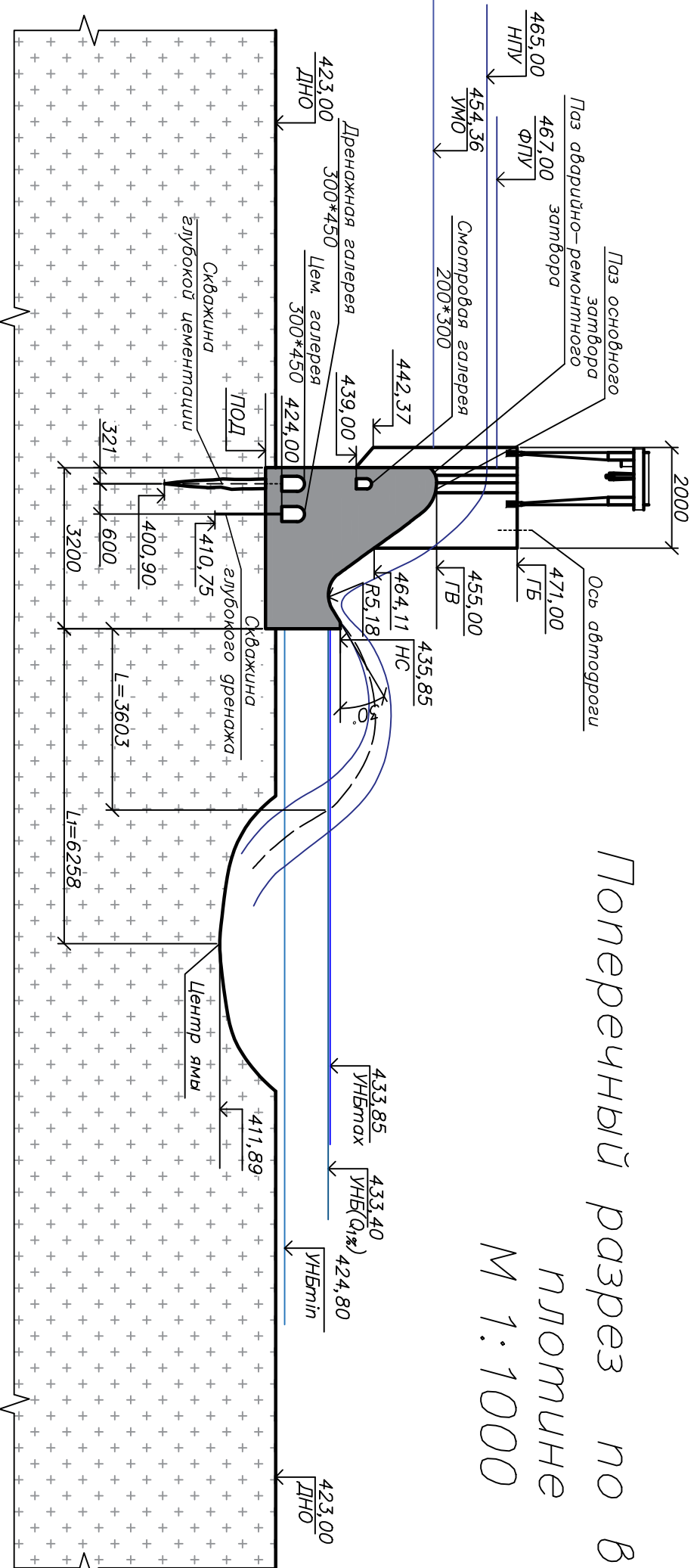
ВКР-13.03.02-1401747-ГР2

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма	Студия	Лист	Листов
Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину		1	1

Кафедра ГТЭС,  
2018 г

# Поперечный разрез по водосливной плотине плотине М 1:1000



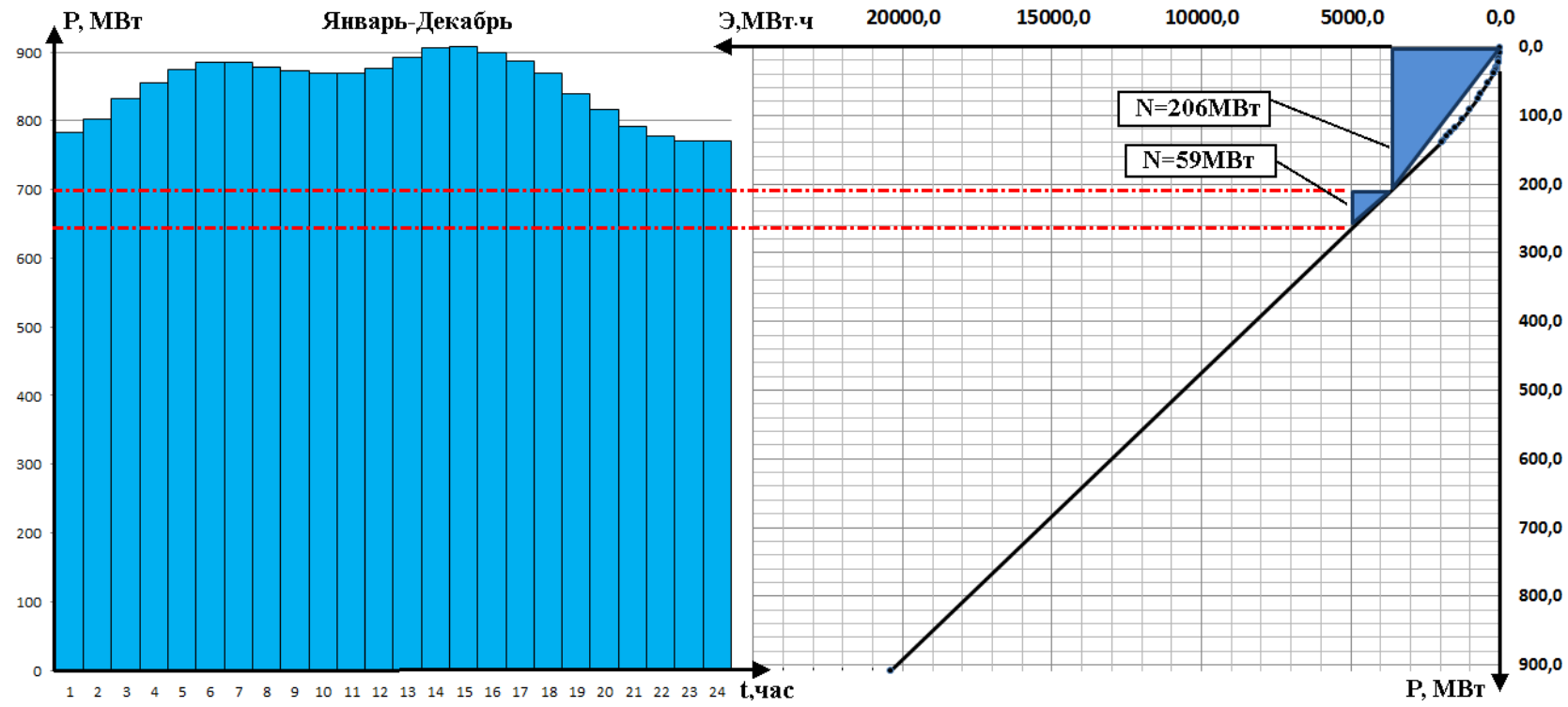
 — Диорит

1. Размеры на чертеже ганы в см.
2. Отметки на чертеже ганы в м.

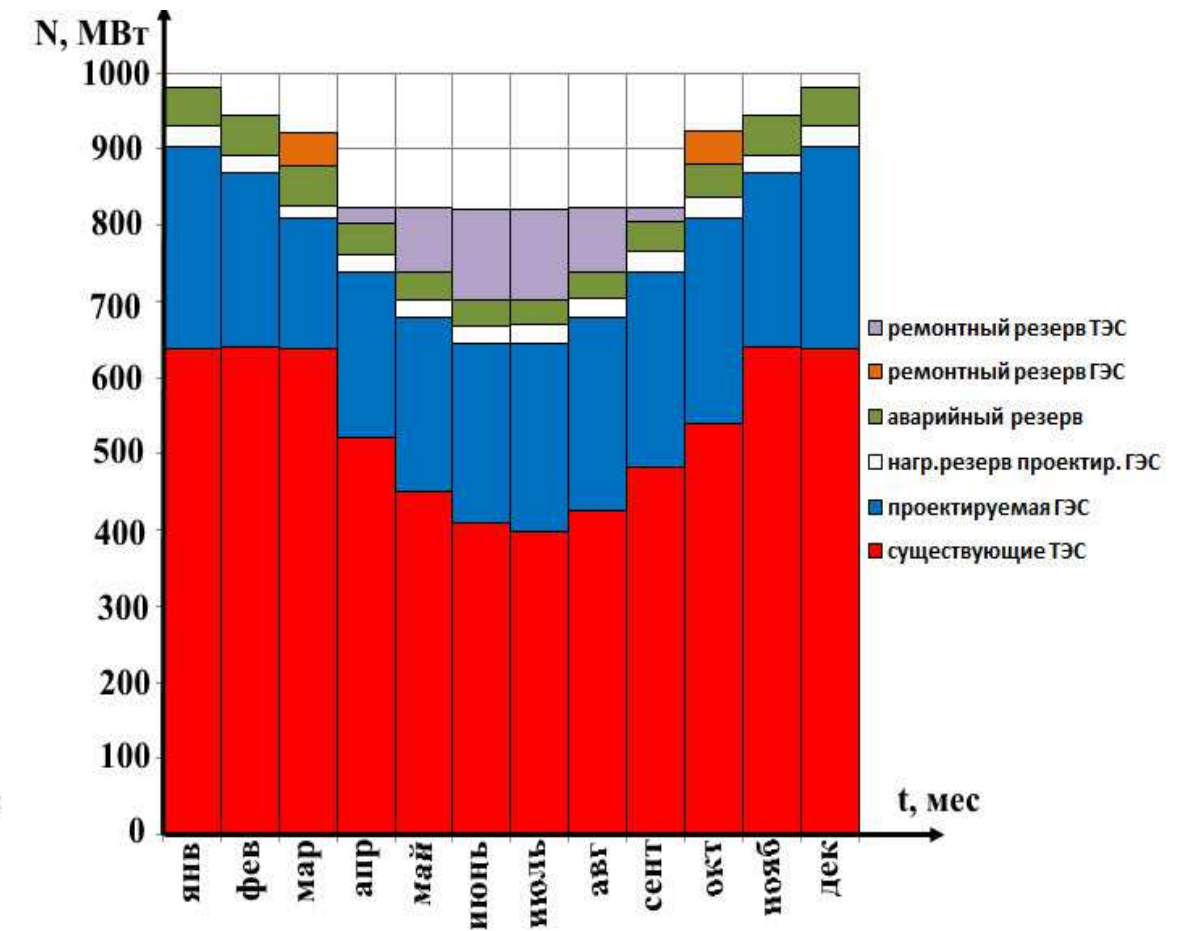
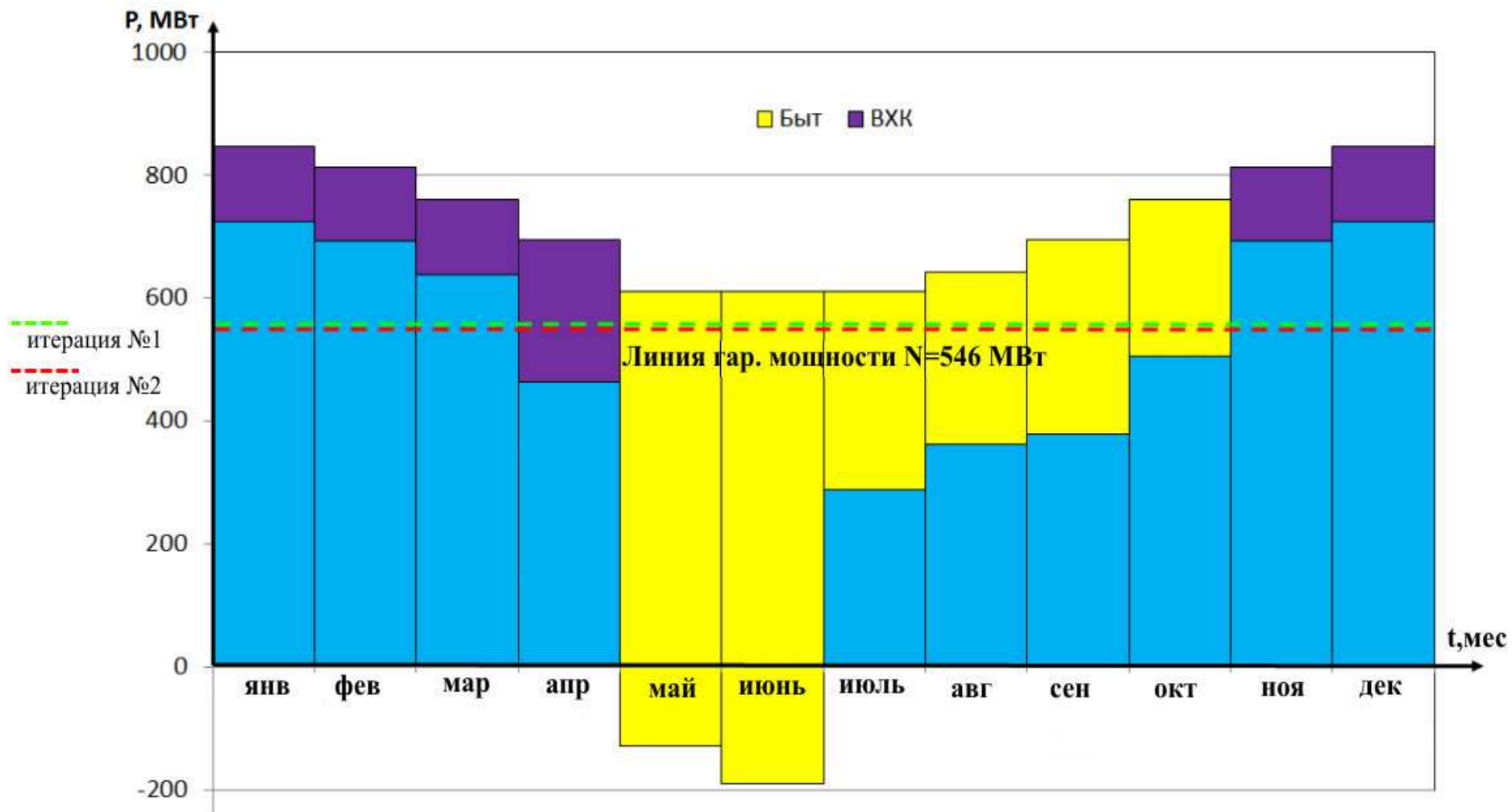
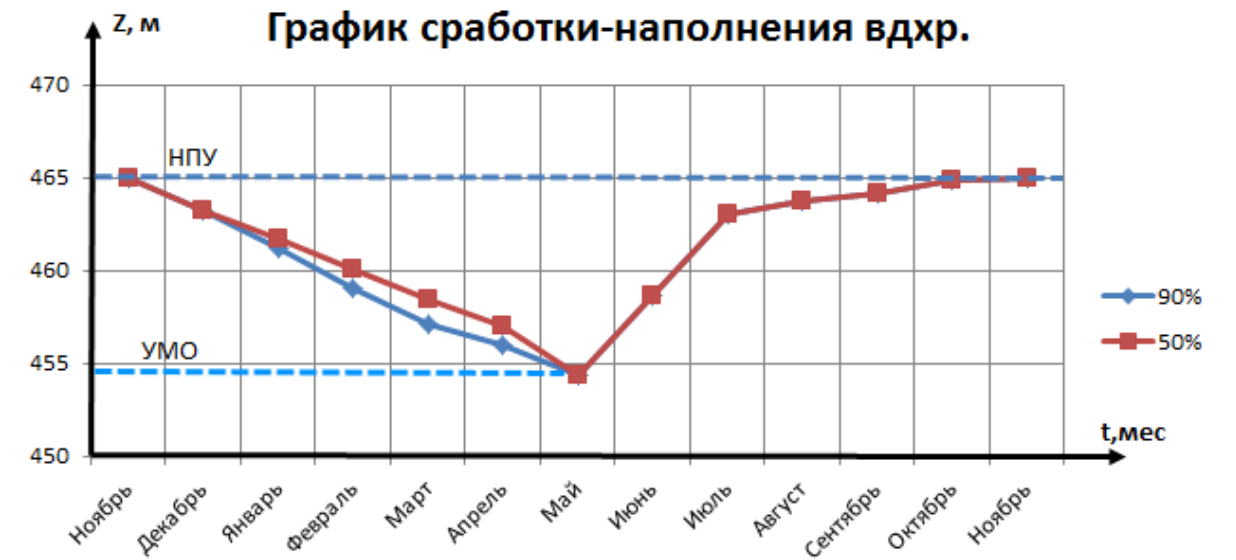
Изм.	Код.уч.	Лист	№ док	Логин	Св	Дата	Саяно-Шушенский филиал СФУ		
							Проектирование Олекминской ГЭС на реке Олекма		
							Поперечный разрез по водосливной плотине		
							Кафедра ГТЭС, 2018 г		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Согласовано		

# Водно-энергетические показатели Олёкменской ГЭС



Проектируемая Олёкминской ГЭС:  
 Установленная мощность:  
 $N_{уст} = 280 \text{ МВт}$   
 Среднегодовая выработка:  
 $\bar{E}_{год} = 2,2 \text{ млрд кВт·ч}$




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  
подпись

«07» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА.  
ВВОДЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ЗАМЕНА, ХРАНЕНИЕ, КОНТРОЛЬ  
ИЗОЛЯЦИИ, ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ**

Руководитель

  
подпись, дата

Начальник ЦЭТО  
Саяно-Шушенского  
филиала  
АО «Гидроремонт ВКК»  
должность

В.А. Недорезов  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.А. Пономаренко  
инициалы, фамилия