

**КУРЕЙСКАЯ ГЭС.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ ЗЕМЛЯНЫХ ПЛОТИН**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1. Пояснительная записка**

**Часть 1. Пояснительная записка**

**Книга 1. Текстовая часть**

**2220-ПЗ1.1**

**Том 1.1.1**

**КУРЕЙСКАЯ ГЭС.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ ЗЕМЛЯНЫХ ПЛОТИН**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1. Пояснительная записка**

**Часть 1. Пояснительная записка**

**Книга 1. Текстовая часть**

**2220-ПЗ1.1**

**Том 1.1.1**

**Заместитель генерального директора  
- главный инженер**

**В.В. Петров**

**Главный инженер проекта**

**В.Л. Мильцин**

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## Содержание

Заверение проектной организации.....	4
Введение .....	5
1 Основание для разработки проектной документации.....	8
2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации .....	10
3 Сведения о функциональном назначении объекта.....	15
3.1 Краткая характеристика природных условий.....	15
3.1.1 Инженерно-геодезические условия .....	15
3.1.2 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия .....	16
3.1.3 Метеорологические и климатические условия .....	21
3.1.4 Гидрологические условия.....	22
3.1.5 Сведения об особых природных климатических условиях района строительства гидроузла.....	25
3.1.6 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании сооружений гидроузла .....	26
3.2 Описание принятых решений по сооружениям гидроузла .....	28
3.2.1 Идентификационные сведения об основных и реконструируемых сооружениях.....	28
3.2.2 Руслловая каменно-земляная плотина .....	33
Правобережная каменно-земляная плотина во II понижении .....	36
3.3 Водохозяйственное и водноэнергетическое обоснование параметров гидроузла. Пропуск расчётных максимальных расходов .....	38
3.3.1 Порядок пропуска максимального стока .....	39
3.3.2 Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты .....	42
3.3.3 Основные водноэнергетические и водохозяйственные характеристики Курейского гидроузла.....	43
3.4 Организация натурных наблюдений .....	43
3.5 Организация строительства .....	48
3.5.1 Строительно-хозяйственные условия .....	48

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Все	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
		Мутовкина			
		Кадушкина			
		Мильцин			
		Муркина			
		Мильцин			

2220-ПЗ1.1

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	2	111
Акционерное общество «Ленгидропроект»		

3.5.2 Основные положения организации строительства .....	49
3.5.3 Календарный план строительства.....	49
3.5.4 Основные показатели организации строительства гидроузла.....	51
4 Сведения потребности строительства в газе, топливе и электрической энергии .....	52
5 Сведения о проектной мощности объекта реконструкции.....	54
6 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства.....	55
7 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное или постоянное пользование .....	56
8 Сведения о категории земель, на которых располагается объект.....	58
9 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков .....	59
10 Сведения о рекультивации земель .....	60
11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований.....	61
12 Техничко-экономические показатели объекта.....	62
13 Сведения о разработанных и согласованных специальных технических условий.....	71
14 Данные о проектной мощности объекта реконструкции, значимости объектов реконструкции для поселений, численности работников и их профессионально-квалификационном составе .....	72
15 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов сооружений.....	73
16 Обоснование возможности осуществления реконструкции по этапам строительства	75
17 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения.....	76
18 Соответствие проектной документации нормам и правилам.....	77
Приложение А Приказ №273 от 21.05.2003г. и Акт Центральной комиссии по приемке в эксплуатацию Курейского гидроэнергетического комплекса .....	78

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

## Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, а также в соответствии с действующими нормативными документами на территории Российской Федерации.

Главный инженер проекта

В.Л. Мильцин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2220-ПЗ1.1				
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## Введение

Проектная документация разработана АО «Ленгидропроект» в соответствии с техническим заданием к Дополнительному соглашению №1 к Договору №НТЭК-32-1044/21 от 26.07.2021г. с АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» (АО «НТЭК») на выполнение работ по разработке проектной документации «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин» (приложение А, том 1.1.2, №2220-ПЗ1.2 Раздел 1, Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения)

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008г. «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», Градостроительным Кодексом Российской Федерации, нормативными документами, действующими на территории Российской Федерации.

Курейская ГЭС на реке Курейка находится на севере Красноярского края на землях Туруханского района, в п.Светлогорск. Створ ГЭС располагается на 101,0км от впадения р. Курейки в р. Енисей.

Курейская ГЭС сдана и введена в эксплуатацию в 2003 году.

Назначение ГЭС - энергоснабжение Норильского, Игарского и Курейского промышленных районов и обеспечение судоходства в нижнем бьефе гидроузла, в том числе для вывоза руды Курейского графитового рудника.

Гидроэлектростанция входит в замкнутую Норильскую энергосистему, не связанную с единой энергосистемой страны. Выдача мощности обеспечивается на напряжении 220кВ по одноцепной ВЛ 220кВ Усть-Хантайская ГЭС – Игарка – Курейская ГЭС и двухцепной ВЛ-220кВ «Курейская ГЭС – Норильск».

В соответствии с техническим заданием проектная документации (ПД) предусматривает реконструкцию земляной русловой плотины и земляной правобережной плотины во II понижении в связи с необходимостью изменения для этих сооружений конструктивных и объемно-планировочных решений, которые определены решениями Центральной приёмочной комиссии при сдаче Курейской ГЭС и результатами наблюдений и обследований, выполненных в период её эксплуатации.

Целью реконструкции является повышение безопасности эксплуатации русловой и правобережной плотины во II понижении в проектном режиме в соответствии с

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист  
5

требованиями действующей нормативной документацией и обеспечение порядка пропуска максимального стока расчетных вероятностей превышения с учетом требований СП 58.13330.2019 (актуализированная редакция) для периода работы ГЭС как при действующем ограничении по максимальной допустимой отметке наполнения водохранилища 95,60м, так и при отметке ФПУ 97,30м утверждённой в техническом проекте.

Характеристики, технические показатели и конструктивные параметры русловой плотины и правобережной плотины во II понижении принимаются в соответствии с ранее разработанной проектной и исполнительной документацией, по материалам заключений секций к Акту Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» по приемке в эксплуатацию Курейской ГЭС от 8 мая 2003г., утверждённого приказом РАО «ЕЭС России» №273 от 21.05.2003г., результатов натурных наблюдений и многофакторных обследований, а также инженерных изысканий выполненных в 2021 – 2022гг.

Другие гидротехнические сооружения, входящие в состав гидроузла и напорного фронта, в том числе левобережная плотина и правобережная плотина в III понижении, а также все бетонные сооружения (поверхностный водосброс, водоприёмник и водоводы ГЭС, здание ГЭС, строительный тоннель и др.) объектами реконструкции не являются и в проектной документации не рассматриваются.

В проекте реконструкции не пересматриваются компоновка, состав основных сооружений и технические показатели гидроузла (установленная мощность, среднесуточная выработка электроэнергии, количество и тип гидроагрегатов, отметки водохранилища УМО, НПУ и ФПУ, данные по объёмам и площадям водохранилища и др.), которые принимаются в соответствии с утверждённой документацией и заключениями Центральной комиссии в акте приёмки в эксплуатацию законченного строительством объекта.

По заданию Заказчика и в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ и Федерального закона «Об экологической экспертизе» в целях обеспечения экологической безопасности и охраны окружающей среды, предотвращения и уменьшения воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и связанных с ней социальных, экономических и иных последствий, а также выбора оптимального варианта реализации такой деятельности с учетом экологических, технологических и социальных аспектов в рамках договора с АО «НТЭК» выполнена

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

разработка материалов «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) для проектной документации «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин». Согласно Требованиям Приказа Минприроды России №999 от 01.12.2020г. реализованы процедуры общественных обсуждений проекта технического задания на разработку материалов ОВОС и предварительных материалов «Оценка воздействия на окружающую среду».

Доработанные по результатам общественных обсуждений окончательные материалы оценки воздействия, в составе проектной документации по договору «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин» представлены на Государственную экологическую экспертизу федерального уровня.

Состав проектной документации представлен отдельным томом №2220-СП «Состав проектной документации».

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23	2220-ПЗ1.1
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	



# 1 Основание для разработки проектной документации

Проектная документации (ПД) на реконструкцию земляных плотин Курейской ГЭС выполнена на основании:

- договора №НТЭК-32-1044/21 от 26.07.2021г. между АО «НТЭК» и АО «Ленгидропроект» на разработку проектной документации по проекту «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин»;
- дополнительного соглашения №1 к договору №НТЭК-32-1044/21 от 26.07.2021г. между АО «НТЭК» и АО «Ленгидропроект».

Проектная документация разработана АО «Ленгидропроект» на основании свидетельства о допуске к определенным видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства. Выписки из реестров членов саморегулируемых организаций приведены в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2 (приложения Б, В, Г).

Адреса и реквизиты сторон:

**Заказчик:** Акционерное общество «Норильско-Таймырская энергетическая компания» (АО «НТЭК»).

Юридический и почтовый адрес: 663305, Российская Федерация, Красноярский край, г. Норильск, ул. Ветеранов, д. 19. тел. (3919) 43-11-10, факс (3919) 43-11-22, E-mail: [energo@oao-ntek.ru](mailto:energo@oao-ntek.ru).

ИНН 2457058356, КПП 785150001.

Банковские реквизиты:

Р/с 407 028 104 755 200 115 07 в Сибирском филиале ПАО «Росбанк» г.Красноярск; к/с 301 018 100 000 000 003 88; БИК 040407388.

Р/с 407 028 102 311 601 076 86 в Красноярском отделении №8646 ПАО Сбербанк, г. Красноярск; к/с 301 018 108 000 000 006 27; БИК 040407627.

**Подрядчик:** Акционерное общество «Ленгидропроект» (АО «Ленгидропроект»).  
Генеральный проектировщик.

Юридический и почтовый адрес: 197227, г. Санкт-Петербург, пр. Испытателей, д. 22. Тел.: +7 (812) 395-29-01, Факс: +7 (812) 394-44-26, +7 (812) 395-25-34, E-mail: [office@lhp.ru](mailto:office@lhp.ru)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

ИНН 7814159353, КПП 781401001

Банковские реквизиты:

Р/с 407 028 103 030 000 170 86 в филиале «Северная столица» АО «Райффайзенбанк» г. Санкт-Петербург; к/с 301 018 101 000 000 007 23; БИК 044030723.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23

2220-ПЗ1.1

Лист

9

## 2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Исходными данными для выполнения проектных работ на реконструкцию русловой каменно-земляной плотины и правобережной каменно-земляной плотины во II понижении являются:

1. Приложение №1 к Дополнительному соглашению №1 к договору №НТЭК-32-1044/21 от 26.07.2021г. Техническое задание на разработку проектной документации «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин» (приложение А том 1.1.2, №2220-ПЗ1.2 Раздел 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2).
2. Акт и заключения секций Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» по приемке в эксплуатацию Курейской ГЭС от 8 мая 2003г., утвержденный приказом РАО «ЕЭС России» №273 от 21.05.2003г. (приложение А настоящего тома).
3. Результаты натурных наблюдений и отчёты по многофакторным обследованиям ГТС Курейской ГЭС в период эксплуатации.
4. Выписки из Единого государственного реестра объектов недвижимости (основные сооружения), приведены в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение М):
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:717 (здание ГЭС);
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:722 (здание водоприёмника);
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:762 (левобережная плотина);
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:726 (правобережная плотина);
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:727 (русловая плотина);
  - кадастровый номер – 24:37:0904001:107 (напорные водоводы);
  - кадастровый номер – 24:37:3401001:671 (водосброс).
5. Градостроительные планы земельных участков (ГПЗУ) расположения Курейской ГЭС, приведены в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение Н):
  - градостроительный план от 30.11.2022 г. № РФ-24-4-37-2-08-2022-0111;
  - градостроительный план от 30.11.2022 г. № РФ-24-4-37-2-08-2022-0112;
  - градостроительный план от 30.11.2022 г. № РФ-24-4-37-2-08-2022-0113;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

- градостроительный план от 30.11.2022 г. № РФ-24-4-37-2-08-2022-0114.

**6. Документы на земельный участок, предоставляемый во временное пользование:**

- кадастровый номер 24:37:0904001:364 (выписка из ЕГРН см. том 1.1.2, № 2220-ПЗ1.2 Раздел 1, Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения, приложение П).

7. Источники строительных материалов для реконструкции земляных плотин (скальный грунт, ПГС, песок) и их характеристики предоставляются заказчиком по результатам поисково-оценочных и геологоразведочных работ, которые выполняются за рамками настоящей проектной документации по отдельному договору.
8. Технический проект на строительство Курейской ГЭС с установленной мощностью 600 МВт, утверждённый приказом Минэнерго СССР от 09.10.1981г. №148пс в соответствии с заключением Главгосэкспертизы Госстроя СССР (письмо № 20/5-142 от 29.09.1981г.) с выделением I-й очереди строительства для четырёх агрегатов мощностью 480 (4x120) МВт.
9. Технический проект II очереди для пятого гидроагрегата мощностью (1x120МВт) утверждённый приказом Минэнерго СССР от 26.03.1990г. №26пс.
10. Акт регулярного обследования гидротехнических сооружений Курейской ГЭС АО «НТЭК» от 16 июля 2021 года (см. том 12.1.1 №2220-ДБГ1.1, Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами, Часть 1. Декларация безопасности гидротехнических сооружений, Книга 1).
11. Задание и программа на выполнение инженерных изысканий.
12. Отчетная документация по результатам инженерных изысканий.

В рамках ПД в соответствии с требованиями СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96» и соблюдением требований нормативных правовых актов Российской Федерации, регулирующих градостроительную деятельность для объектов реконструкции, в 2021 году выполнены основные и специальные инженерные изыскания с привлечением специализированных субподрядных организаций (АО «КрасноярскТИСИЗ» и ООО «Экологический центр «СтройТехнология»), в том числе:

- инженерно-геодезические;
- инженерно-гидрометеорологические

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2220-ПЗ1.1	Лист
							11
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- инженерно-геологические;
- инженерно-экологические.

Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий, выполненный АО «КрасноярскТИСИЗ», представлен в томе 1 №2220-ИГДИ. Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий, выполненный с учетом материалов ООО «Экологический центр «СтройТехнология», представлен в томе 4.1.1 №2220-ИЭИ-Т.1 Текстовая часть Книга 1.

Состав отчетной технической документация по результатам инженерных изысканий представлен в таблице 2.1.1 и в томе №2220-СП «Состав проектной документации».

Таблица 2.1.1 Состав отчетной технической документация по результатам инженерных изысканий

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2220-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации	ДСП <sup>1)</sup>
2.1.1	2220-ИГИ-Т.1	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Текстовая часть. Книга 1	
2.1.2	2220-ИГИ-Т.2	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Текстовая часть. Книга 2. Результаты полевых прессиометрических испытаний скальных грунтов основания земляных плотин Курейской ГЭС	
2.1.3	2220-ИГИ-Т.3	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации (специальные виды инженерных изысканий) Текстовая часть. Книга 3.	
2.2	2220-ИГИ-Г	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации Графическая часть	
3	2220-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

4.1.1	2220-ИЭИ-Т.1	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации Текстовая часть. Книга 1	
4.1.2	2220-ИЭИ-Т.2	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации Текстовая часть. Книга 2. Приложения	
4.1.3	2220-ИЭИ-Т.3	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации Текстовая часть. Книга 3. Исходно-разрешительная документация	
5	2220-ИЗ	Программа инженерных изысканий	

**Примечания**

1 Проектная документация для служебного пользования (ДСП)

Краткая характеристика природных условий района строительства гидроузла по результатам выполненных инженерных изысканий приведена в подразделе 3 настоящего тома.

Пространственные границы выполнения инженерно-экологических изысканий по объекту, титульный список объектов гидроузла, вспомогательных объектов строительства, объектов инженерной инфраструктуры, используемых на этапе реконструкции, определены в рамках технического задания на выполнение инженерно-экологических изысканий и согласованной программы работ (см. том 4.1.2, №2220-ИЭИ-Т.2, Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации, Текстовая часть, Книга 2, Приложения, приложение А).

В разработке проектной документации принимали участие следующие организации:

- Акционерное общество "Красноярский Трест инженерно-строительных изысканий" (АО «КрасноярскТИСИЗ»). Выписка из реестра членов саморегулируемых организаций приведена в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение Д);
- Общество с ограниченной ответственностью «Экологический центр

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

13

«СтройТехнология» (ООО «Экологический центр «СтройТехнология»). Выписка из реестра членов саморегулируемых организаций приведена в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение Е);

- Акционерное общество «Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники имени Б.Е. Веденеева» (АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева»). Выписка из реестра членов саморегулируемых организаций приведена в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение Ж);
- Общество с ограниченной ответственностью «Институт «Геостройпроект» (ООО «Институт «Геостройпроект»). Выписка из реестра членов саморегулируемых организаций приведена в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение З);
- Закрытое акционерное общество «Гидроэнергостройпроект» (ЗАО «Гидроэнергостройпроект»). Выписка из реестра членов саморегулируемых организаций приведена в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение И);
- Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главное бассейновое управление по рыболовству и сохранению водных биологических ресурсов» (ФГБУ «Главрыбвод»). Договор на выполнение работ приведен в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение К);
- Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Археологическое Проектирование и Изыскания» (ООО «НПО «АПИ»). Договор на выполнение работ приведен в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1. Пояснительная записка, Книга 2. Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение Л).

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2220-ПЗ1.1	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 3 Сведения о функциональном назначении объекта

Назначение Курейской ГЭС - выработка электрической энергии.

#### 3.1 Краткая характеристика природных условий

##### 3.1.1 Инженерно-геодезические условия

В административном отношении Курейская ГЭС находится в Восточной Сибири, на территории Туруханского района Красноярского края, в 1240,0км севернее г.Красноярска, в 128,0км севернее с.Туруханск, в 95,0км юго-восточнее г.Игарка, возле поселка Светлогорск, относится к гидротехническому сооружению II класса повышенного уровня ответственности.

Участок изысканий располагается в границах кадастрового квартала с учетным номером 24:37:0904001, Красноярский край, Туруханский район. Категория земель на участке изысканий: земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Система координат Туруханского кадастрового района (МСК №165) входящего в Красноярский кадастровый округ (СК № 24), Система высот - Балтийская 1977г.

Рассматриваемая территория попадает на лист топографической карты масштаба 1:100000 с номенклатурой трапеции Q-45-045,046, картографические материалы различных годов создания и степени секретности хранятся в архивах ФГБУ «Центр геодезии, картографии и ПД» и территориальных отделах Росреестра. В открытом доступе имеются спутниковые снимки и данные радарной съемки, которые могут быть использованы для предварительного планирования.

Исходная геодезическая основа представлена пунктами государственной триангуляции и реперами нивелирования различных классов, все пункты расположены на значительном удалении и в труднодоступных местах.

На участке изысканий в районе основных гидротехнических сооружений Курейской ГЭС рельеф сложный, характеризуется техногенными насыпями, углы наклона местами превышают 13°. В юго-восточной части участка рельеф более спокойный, углы наклона не превышают 3°.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист  
15



Абсолютные отметки рассматриваемой территории составляют от 30,45м (урез воды р. Курейка) до 107,24м в северо-западной части участка изысканий.

Согласно лесорастительному районированию Красноярского края территория относится к лесотундровой зоне. Лесистость района невысокая.

Сообщение между населенными пунктами осуществляется в основном авиационным (от 9 до 12 месяцев в году) или речным транспортом (4 месяца в году). Продолжительность навигации по р. Енисею на территории района 4 месяца, по притокам – от 7 до 20 дней. К видам транспорта эпизодического пользования относятся автозимники, которые связывают Туруханский район с остальной частью края.

Автомобильные и железнодорожные транспортные сети не развиты. В межнавигационный период между г.Игарка и п.Светлогорск возможна доставка грузов по автозимнику.

В 12,0км от поселка расположен причал, обеспечивающий прием и отправку грузов в период навигации.

Ближайшая железнодорожная станция - Абалаково, в районе которой располагается речной порт Лесосибирск, расстояние до участка работ водным транспортом – 1280,0км.

Участок работ характеризуется как незастроенной, так и застроенной территорией со зданиями, надземными и подземными сооружениями и инженерными коммуникациями.

На Курейской ГЭС существует и поддерживается в работоспособном состоянии сеть опорных и контрольных пунктов, с помощью которой систематически осуществляются геодезические наблюдения за смещения гидротехнических сооружений.

### 3.1.2 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия

В составе сооружений, проект реконструкции которых разрабатывается: русловая каменно-земляная плотина высотой 79,0м, длиной 1641,44м, шириной по гребню от 10,0 до 50,0м с ядром из суглинка с двухслойными переходными зонами и боковыми призмами из скального грунта и правобережная каменно-земляная плотина во II понижении высотой 38,3м, длиной 643,7м шириной по гребню 8,0–12,0м, цокольная часть которой, низовая упорная призма выполнены из гравийно-галечникового грунта, с каменной наброской по верховому откосу и дополнительной пригрузкой на отметках 79,0-80,0м.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

На участке гидроузла долина реки Курейка выработана в осадочных углистых песчаниках, алевролитах нижнепермского возраста бургуклинской свиты, прорванных долеритами средне и мелкокристаллическими с пойкилоофитовой структурой и горошчатой текстурой катангского (нижнего триаса) и оливиновыми габбро-долеритами и габбро, крупнокристаллическими с габбро-офитовой структурой и массивной текстурой норильского типа (среднего триаса), покрытых рыхлыми четвертичными отложениями: флювиогляциальными, ледниковыми, озерно-болотными, склоновыми, аллювиальными.

В период внедрения интрузий норильского типа под воздействием температуры и давления на контакте с вмещающими породами бургуклинской свиты в нижнем-среднем отделе триасовой системы сформировались брекчии графитовые (содержание графита более 40 %) и долерит графитовые (содержание графита до 40%).

Брекчии долерит-графитовые, зафиксированные в основании русловой и правобережной плотины во втором понижении, и графитовые, выделенные в основании русловой плотины, разделены по степени сохранности на зоны, соответственно: разборной скалы (А, Аг), разуплотненных пород (Б, Бг).

Вскрытая мощность брекчий графитовых – 4,0м, долерит графитовых от 1,5 до 30,0м (наибольшая мощность в районе магмоподводящих тектонических зон).

Наиболее древние четвертичные отложения в основании русловой и правобережной плотины во втором понижении ледниковые и флювиогляциальные верхнего звена, представленные преимущественно гравийными и галечниковыми грунтами с песком, супесью и суглинком в заполнителе 30-40% с прослоями и линзами песков крупных и гравелистых, супесей пылеватых пластичных и суглинков легких пылеватых мягкопластичных, имеют максимальную вскрытую мощность, соответственно, 9,1 и 27,4м.

Скважиной №15 (ПК7+59,3÷ПК7+93,1), пробуренной в 2021 году с гребня русловой плотины на контакте тела плотины с основанием зафиксированы флювиогляциальные пески крупные рыхлые неоднородные ИГЭ 23 мощностью 0,7м.

Отложения современного звена в зоне влияния рассматриваемых сооружений, представлены: элювиально-делювиальными, аллювиальными, делювиальными; озерно-болотными и техногенными образованиями.

Озерно-болотные отложения, зафиксированные в основании правобережной плотины во втором понижении (низовой клин плотины), представлены глинами легкими

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

пылеватými тугопластичными, суглинками легкими пылеватými мягкопластичными, супесями песчанистыми пластичными с примесью органического вещества с прослоями торфа среднеразложившегося. Максимальная суммарная вскрытая мощность озерно-болотных пород – 8,0м.

Мощность торфа и торфосодержащих грунтов ИГЭ 9, 10, преимущественно выбранных в контуре плотины, в нижнем бьефе увеличивается до, соответственно, 2,7 и 9,5м.

Аллювиальные и делювиальные отложения, зафиксированные в границах площадок, отведенных под производственные помещения, а также фрагментарно в основании русловой плотины, представлены, соответственно, гравийными, галечниковыми грунтами с песком до 35% (аллювиальные), максимальной суммарной вскрытой мощностью 4,7м; супесью песчанистой пластичной с гравием до 25%, суглинком легким песчанистым тугопластичным с гравием до 15% (делювиальные) – 4,5м.

Техногенные, насыпные грунты слагают тело рассматриваемых русловой и правобережной плотины во втором понижении.

Ядро русловой плотины отсыпано супесью пылеватой пластичной с гравием и галькой 30% на участке ПК0+00÷ПК7+50 карьера №36, на участке ПК7+50÷ПК16+00 – карьера №6.

В границах русловой плотины на участках без «стены в грунте» в 2021 скважинами, пробуренными с гребня плотины, №№16-18 (ПК0+00÷ПК4+63,59); №15 (ПК7+59,3÷ПК7+93,1), №№12-14 (ПК10+41,68÷ПК14+50) зафиксированы интервалы, где грунты ядра находится в текучем (ИГЭ 1a<sub>1</sub>, 1a); скважинами №№13-15 по всей глубине - тонкие (1-2 см) прослойки песка мелкого, углистые включения; скважиной №14 в интервале 24,2-24,7м – валун долеритов.

Верховая противодиффузионная призма правобережной плотины во II понижении в отметках 88,0-89,0м отсыпана грунтом карьера №41, обогащенного грунтом карьера №36; супесью пылеватой гравелистой с гравием и галькой 40% (ИГЭ 1); в отметках 89,0–98,0м – грунтом карьера № 36, супесью пылеватой пластичной с гравием и галькой 30% (ИГЭ 1a).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Переходные зоны русловой плотины отсыпаны грунтами из карьеров №№13, 10: первая переходная зона - галечниковым грунтом с песком до 30% (ИГЭ 2, 3а), вторая переходная зона - галечниковым грунтом с песком или супесью до 30% (ИГЭ 2а, 3).

Буровыми работами 2021 года в грунтах второй переходной зоны русловой плотины зафиксированы редкие тонкие (1,0–2,0 см) прослойки суглинка тугопластичного.

Переходная зона и защитный слой понура правобережной плотины во II понижении сложены галечниковым грунтом с песком до 30% карьеров №13 и №10 (ИГЭ 2, 2а, 3).

Защитный слой для гребня ПФУ (противофильтрационных устройств) плотин выполнен песком, отсевом фракции менее 10мм из грунтов карьера №10, песками гравелистыми неоднородными (ИГЭ 6).

В песках защитного слоя русловой плотины и правобережной во II понижении буровыми работами в 2021 году зафиксированы редкие тонкие (1,0-2,0см) прослойки суглинка тугопластичного.

Низовая и верховая упорные призмы русловой и правобережной плотины отсыпаны щебенистым грунтом с глыбами и супесью до 17% карьера №1 (ИГЭ 4, 5), дополнительная низовая упорная призма правобережной плотины во II понижении - галечниковым грунтом с песком до 30% карьера №41 (ИГЭ 4а).

В грунтах низовой упорной призмы правобережной плотины во II понижении скважинами №№1-7, пробуренными в 2021 году с полка низового клина плотины 93,0м и 80,5м в границах проблемного участка ПК11+40÷ПК13+40, зафиксированы линзы и прослойки супеси пластичной и суглинка тугопластичного ИГЭ 1 мощностью от 1,2 до 10,3м, суглинка текучего ИГЭ 1б мощностью от 1,2 до 2,8м, песка средней крупности ИГЭ 6 мощностью от 2,4 до 5,8м.

Курейская ГЭС расположена в Приенисейской зоне островного развития мерзлоты (15–20% пород мерзлые).

До начала строительства острова мерзлых пород в зоне влияния сооружений гидроузла были зафиксированы вдоль современного русла реки Курейка (русловая плотина), распространялись вглубь склона на 100,0м, имели мощность не более 30,0м и температуры, которые менялись в зависимости от экспозиции, наличия покровной растительности и времени года от минус 0,2°С до минус 4,0°С.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23

После наполнения водохранилища и ввода гидроузла в эксплуатацию острова мерзлых пород в контуре сооружений напорного фронта начали деградировать.

По результатам буровых работ 2021 года в контуре русловой плотины, правобережной во II понижении, на площадках производственного назначения мерзлые породы не зафиксированы.

Породы в основании русловой плотины, правобережной во II понижении талые, обводненные, в основании площадок производственного назначения талые и сезонномерзлые, обводненные.

Нормативная глубина сезонного промерзания, определенная в соответствии с п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений», составляет для суглинков и глин – 2,6м; супесей, песков мелких и пылеватых – 3,1м; песков гравелистых, крупных, средней крупности – 3,4м; крупнообломочных грунтов – 3,8м.

Сезонное промерзание грунтов на участке основных сооружений Курейской ГЭС (по данным геокриологических исследований Игарской НИМС 1992–1993гг.) начинается с середины октября и продолжается до конца мая, максимальная глубина промерзания – 3,3м.

Подземные воды в контуре русловой плотины, правобережной во II понижении приурочены к наиболее водопроницаемым разностям пород основания разного генезиса: пескам, гравийным и галечниковым грунтам, зонам повышенной трещиноватости коренных пород. Подземные воды безнапорные, из-за значительной фильтрационной анизотропии пород основания, местами приобретают напор от 1,0 до нескольких десятков метров, питаются атмосферными осадками и водами водохранилища, разгружаются в русло реки Курейка в нижнем бьефе гидроузла.

Положение депрессионных кривых в теле плотин не выходит за рамки, предусмотренные проектом. Фильтрационные параметры грунтов тела плотины укладываются в значения, предусмотренные проектом.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических свойств талых грунтов тела и основания русловой плотины и правобережной во II понижении, расчетные коэффициенты фильтрации, группы грунтов по трудности разработки приведены, соответственно в таблицах 3.3.2.1 и 3.3.2.2 в разделе 3.3.2 в Разделе 4 Конструктивные и объемно-планировочные решения, Часть 2 Гидротехнические сооружения, Книга 1, том 4.2.1 №2220-КР2.1.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Исходная сейсмичность района размещения гидроузла в соответствии с СП 14.13330.2018 (ОСР-2015) «Строительство в сейсмических районах» 5 баллов и менее по шкале MSK-64, что позволяет не учитывать сейсмичность при проектировании.

Реконструкция каменно-земляных плотин Курейской ГЭС обеспечена строительными материалами: камнем для крепления откосов, фракции 0-1000 мм (d50 250-300 мм) из карьера №1а в объеме 320,3 тыс.м<sup>3</sup>, при потребности с учетом неотчетственных отсыпок 220 тыс.м<sup>3</sup>, песчано-гравийным грунтом для неотчетственных отсыпок из карьера №36 участок 3 в объеме 122,178 тыс.м<sup>3</sup> при потребности 40 тыс.м<sup>3</sup>.

Гравийно-галечниковый грунт для ответственных отсыпок в объеме 45 тыс.м<sup>3</sup>, песок для ответственных отсыпок в объеме 28 тыс.м<sup>3</sup>, щебень в объеме 15,25 тыс.м<sup>3</sup> приобретается в сертифицированных карьерах Красноярского края (см. таблицу 3.3.2.3 в разделе 3.3.2 в Разделе 4 Конструктивные и объемно-планировочные решения, Часть 2 Гидротехнические сооружения, Книга 1, том 4.2.1 №2220-КР2.1).

Инженерно-геологические условия участка размещения плотин Курейской ГЭС сложные (категория сложности ИГ условий III).

### 3.1.3 Метеорологические и климатические условия

Климатическая характеристика составлена по данным м. ст. Светлогорск (Н = 102 м) с периодом наблюдений 1990–2021гг. В работе использовались данные ФГБУ «ВНИИГМИ-МЦД».

Исследуемый район находится в климатическом районе IA для строительства.

Средняя годовая температура воздуха составляет минус 6,2°С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой минус 27,8°С, средней из абсолютных минимумов минус 46,9°С абсолютным минимумом минус 56°С (январь, декабрь). Самый теплый месяц – июль, со средней температурой плюс 15,0°С, средней из абсолютных максимумов температуры плюс 28,7°С и абсолютным максимумом плюс 33,4°С.

Переход средней суточной температуры воздуха через 0°С происходит весной к положительным значениям в середине мая, осенью к отрицательным значениям – в начале октября. В среднем в году возможно 136 дней со средней суточной температурой воздуха выше 0°С.

Расчетные температуры воздуха в рассматриваемом районе составляют: наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 минус 54 °С, обеспеченностью 0,92 минус 52 °С,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 и 0,92, соответственно, минус 50°С и минус 49 °С. В тёплый период температура воздуха обеспеченностью 0,95 и 0,98 составляет, соответственно, плюс 18 °С и плюс 23 °С.

Годовое количество осадков составляет 558 мм. Наиболее влажный месяц – октябрь (69 мм), самые сухие – январь и февраль (33–34 мм). Наблюденный суточный максимум 50 мм отмечен в июле. В среднем за год возможно 194 дня с осадками 0,1 мм и более.

В среднем за год в районе преобладает ветер северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,3 м/с, наблюдаемая максимальная скорость ветра 24 м/с отмечена в апреле. В среднем за год возможно 15 дней с ветром 15 м/с и более. Место расположения Курейской ГЭС относится к I району с нормативным значением ветрового давления 0,23 кПа на высоте 10,0 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 50 лет.

Устойчивый снежный покров образуется, в среднем, в конце сентября. Наибольшей мощности он достигает в первую декаду апреля (110 см) на открытых для ветра участках.

Сходит снежный покров в начале июня. В среднем за год бывает 236 дней со снежным покровом. По весу снегового покрова территория гидроузла относится к VII району с нормативным весом снегового покрова на 1 м<sup>2</sup> 3,5 кПа.

За год возможно 5 дней с грозой, 9 дней с туманом, 11 дней с метелью, 0,6 дня с гололедом и 7 дней с изморозью.

По максимальной толщине стенки отложения гололеда на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10,0 м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 5 лет, территория относится ко II району (5 мм).

### 3.1.4 Гидрологические условия

**Водный режим** р. Курейка в естественных условиях характеризуется ясно выраженным весенним половодьем, низким стоком зимой и незначительными летне-осенними дождевыми паводками.

В питании реки основное участие принимают талые воды. Половодье в бассейне р. Курейка начинается в третьей декаде мая, в раннюю весну – в начале мая, в позднюю –

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

в конце первой декады июня. Продолжительность половодья колеблется от 45 до 90 дней, в большинстве случаев проходит одной волной.

Максимальные расходы половодья являются высшими годовыми, проходят, в основном, в период открытого русла, иногда при редком ледоходе.

Спад уровней проходит плавно, почти ежегодно нарушается дождевыми паводками, которые по величине значительно уступают весеннему половодью. За летне-осенний период проходит до 3 дождевых паводков, наиболее высокие – в августе-сентябре.

Низшие уровни периода открытого русла приходятся на конец сентября–начало октября. Низшие зимние уровни и минимальные расходы воды наблюдаются в конце зимы (апрель-май).

По данным гидроствора Курейский Рудник многолетняя амплитуда колебания уровня составила 12,54м.

Многолетняя норма годового притока к створу р. Курейка – Курейской ГЭС оценивается в  $641\text{м}^3/\text{с}$ , что соответствует годовому объёму  $20,2\text{км}^3$ . Наибольший месячный приток к створу Курейской ГЭС наблюдается в июне и июле, наименьший – в марте, апреле.

Со времени разработки Проекта 1981г. ряды годового стока увеличились с 42 до 86 лет (1935–2020гг.), при этом на 3% увеличилась норма стока.

Коэффициент вариации ряда увеличился на 0,01, соотношение  $C_s/C_v$  принято равным 2,0, как и в Проекте 1981г.

Вероятные значения средних годовых расходов воды р. Курейка - Курейская ГЭС приведены в таблице 3.1.4.1.

Таблица 3.1.4.1 – Вероятные значения средних годовых расходов воды  
р. Курейка-Курейская ГЭС

Площадь водосбора, км <sup>2</sup>	Расходов воды (м <sup>3</sup> /с), обеспеченностью (%)									
	1	5	10	25	50	75	90	95	97	99
39900	903	818	773	706	635	569	515	485	466	430

Наибольшие в году расходы воды на р. Курейка наблюдаются в период весеннего половодья и проходят в конце мая – начале июля. Максимальные расходы летне-осенних

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата



паводков наблюдаются в августе-сентябре. Они значительно меньше максимумов весеннего половодья и не рассматриваются.

Со времени разработки Проекта 1981г. норма максимальных расходов воды весеннего половодья при увеличении ряда наблюдений с 43 до 71 года изменилась незначительно. Коэффициент вариации ряда увеличился на 0,05, в итоге расчётные максимальные расходы весеннего половодья обеспеченностью 0,1% увеличились от проектных на 2%.

Для створа Курейской ГЭС величина основного расчётного максимального среднесуточного расхода воды р. Курейка 1% обеспеченности составила 11000м<sup>3</sup>/с, поверочного 0,1% обеспеченности – 13500 м<sup>3</sup>/с.

Среднее превышение максимальных срочных расходов воды над среднесуточными расходами составляет 2,8%.

Объем наибольшего стока основной волны 0,1% обеспеченности равен 16,3км<sup>3</sup>, всего половодно-паводочного периода – 23,4км<sup>3</sup>.

В естественных условиях минимальные годовые расходы р. Курейка наблюдались в зимнюю межень (с конца марта до середины мая), когда река переходила на подземное питание. Продолжительность зимней межени 170–210 дней. Наименьшие среднесуточные расходы воды р. Курейка – Курейский Рудник за период 1961–1986гг. изменялись в пределах 14,9–47,0м<sup>3</sup>/с. Летне-осенняя межень наступает в августе–сентябре и продолжается до конца октября. Этот период непродолжительный, в среднем длится до 60 дней и нередко прерывается дождевыми паводками. Наименьший средний суточный летний расход воды за 1961–1986гг. составил 212м<sup>3</sup>/с и наблюдался 10-11.09.1967г. Значения минимальных летних среднесуточных и зимних среднемесячных расходов обеспеченностью 99% составляют 176м<sup>3</sup>/с и 16,0м<sup>3</sup>/с соответственно.

**Твердый сток.** При норме жидкого стока 641м<sup>3</sup>/с вычисленный средний многолетний расход взвешенных наносов равен 16 кг/с, что соответствует стоку наносов 500 тыс.т. в год.

Наибольшая мутность воды р. Курейка наблюдалась в период прохождения весеннего половодья и не превышала 50г/м<sup>3</sup>.

После пуска Курейской ГЭС в нижний бьеф поступает осветлённая вода.

**Расчет параметров ветрового волнения.** Расчет высоты волны 1% обеспеченности, высоты наката и нагона выполнен для русловой плотины и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

правобережной плотины во II понижении водохранилища Курейской ГЭС.

Высота волны 1% обеспеченности для русловой плотины при НПУ = 95,00м равна 1,54м, для правобережной плотины – 2,17м; высота наката 1,52 и 1,48м, соответственно.

**Ледовый режим в водохранилище и нижнем бьефе гидроузла.** Первые ледовые образования на водохранилище появляются в конце октября, при ранних сроках – 18 октября, поздних – 04 ноября. Ледостав устанавливается в среднем 03 ноября, в самую раннюю зиму это произошло 29 октября, в самую позднюю – 07 ноября. Толщина льда увеличивается до конца апреля, наибольшее её значение на конец этого месяца составляет 147,0 см, при среднем – 107,0 см.

Вскрытие приплотинного участка водохранилища начинается в середине мая с появления воды на льду. В ранние вёсны это происходит в середине апреля, в поздние – в начале июня. Окончание ледостава наблюдается в среднем 21 июня, при ранних сроках 07 июня, поздних – 03 июля. Средняя продолжительность его 231 день, при наибольшей – 244 дня.

Полностью водохранилище очищается ото льда в среднем в конце июня.

В нижнем бьефе Курейской ГЭС в течение всей зимы существует полынья. Длина полыньи колеблется от 7,0 км в суровые зимы до 50,0 км – в тёплые. Ниже кромки полыньи, как правило, отмечается цепочка небольших полыней.

Вскрытие реки происходит путём постепенного промыва русла по стрежню реки и увеличения полыньи. За период наблюдений самая ранняя дата начала ледохода в районе поста 12 марта, поздняя – 2 июня. Продолжительность ледохода составляла от 2 до 26 дней. Полное освобождение ото льда происходило здесь самое раннее – 28 апреля, позднее – 13 июня.

### **3.1.5 Сведения об особых природных климатических условиях района строительства гидроузла**

В соответствии с подпунктом «22» пункта 2 статьи 2 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» сложные природные условия характеризуются наличием специфических по составу и состоянию грунтов и (или) риска возникновения (развития) опасных природных процессов и явлений и (или) техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания и сооружения.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

К опасным природным гидрометеорологическим процессам и явлениям, оказывающим негативные или разрушительные воздействия на здания и сооружения, и угрожающим жизни и здоровью людей, относятся – сильные ветры, большое количество осадков и их продолжительность, сильное гололёдно-изморозевое отложение на проводах, сильный туман, сели, лавины, наводнения, русловые деформации и иные подобные процессы и явления.

В соответствии с СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства», СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий» и СП 482.1325800.2020 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» к опасным природным гидрометеорологическим процессам и явлениям, оказывающим негативные или разрушительные воздействия на здания и сооружения, и угрожающим жизни и здоровью людей, относятся: сильные ветры, большое количество осадков и их продолжительность, сильное гололёдно-изморозевое отложение на проводах, сильный туман, сели, снежные лавины, наводнения, русловые деформации и иные подобные процессы и явления. На территории расположения Курейского гидроузла подобных опасных явлений не выявлено.

Территориальное управление Росгидромета – ФГБУ «Среднесибирское УГМС» минимальную температуру воздуха минус 55°С и ниже (сильный мороз) классифицирует как опасное и неблагоприятное явление.

### **3.1.6 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании сооружений гидроузла**

Основанием русловой и правобережной плотины во II понижении Курейской ГЭС служат разной степени сохранности: осадочные углистые песчаники, алевролиты нижнепермского возраста; разновозрастные долериты катангского (нижнего триаса) и норильского типа (среднего триаса); графитовые и долерит графитовые брекчии, сформировавшиеся в период внедрения интрузии норильского типа (нижний-средний триас) на контакте с вмещающими породами, перекрытые рыхлыми отложениями супесями, суглинками, песками, гравийными, галечниковыми, щебенистыми грунтами, разного генезиса, физико-механических и фильтрационных свойств: ледниковыми, флювиогляциальными, озерно-болотными (в том числе слабыми: торфом и супесью с органическими примесями мощностью 0,3 - 0,5 м), делювиальными, аллювиальными.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Основные элементы русловой и правобережной плотины во II понижении по данным геотехконтроля, результатов инженерно-геологических изысканий после ввода гидроузла в эксплуатацию, целевых изысканий 2021 года отсыпаны грунтами, неоднородными по зерновому составу, физико-механическим и фильтрационным свойствам. На участках русловой плотины «без стены в грунте» в 2021 году в ПФУ зафиксированы: прослой супеси и суглинка в текучем и текучепластичном состоянии; прослой песка мелкого с углистыми включениями, отдельные валуны.

Прочностные и деформационные характеристики основания изучались на разных стадиях проектирования, в период строительства и эксплуатации гидроузла, тела плотины - в период строительства и эксплуатации гидроузла.

В рамках реконструкции каменно-земляных плотин Курейской ГЭС в 2021 году с целью актуализации прочностных и деформационных характеристик грунтов основания выполнены:

- в коренных породах основания прямые определения деформационных показателей (прессиометрия) и лабораторные исследования;
- в дисперсных грунтах основания лабораторные исследования образцов ненарушенного сложения;
- в грунтах основных элементов каменно-земляных плотин, лабораторные исследования, в том числе для крупнообломочных разностей с песком в заполнителе определения сдвиговых и компрессионных показателей в приборе трехосного сжатия АСИС ГТЯН. 411739.01.014 по объединенным пробам нарушенного сложения 2021 года при среднем гранулометрическом составе и средних показателях физических свойств в соответствии с данными геотехконтроля.

Результаты статистической обработки частных значений полевых и лабораторных испытаний (ГОСТ 20522-2012) грунтов тела и основания русловой плотины и правобережной плотины во II понижении не противоречат расчетным значениям, принятым в проекте.

Нормативные и расчетные показатели физико-механических свойств тела и основания русловой плотины и правобережной плотины во II понижении при односторонней доверительной вероятности 0,95 приведены в таблицах 3.3.2.1 и 3.3.2.2 (см. раздел 3.3.2, том 4.2.1, №2220-КР2.1, Раздел 4, Конструктивные и объемно-планировочные решения, Часть 2, Гидротехнические сооружения, Книга 1).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

### 3.2 Описание принятых решений по сооружениям гидроузла

#### 3.2.1 Идентификационные сведения об основных и реконструируемых сооружениях

1) В состав основных гидротехнических сооружений Курейской ГЭС входят:

##### **Поверхностный водосброс с водосливом и быстротоком**

###### **Водослив:**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «объекты водосбросные (водоспускные и водовыпускные), водозаборные и водоводы», код 16.2.3.3 (водослив);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (по постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п. 2), создание подпора воды в составе напорного фронта, пропуск расчётных расходов воды;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: длина по гребню – 88,8м, ширина по гребню – 32,78м, длина водослива по потоку – 46,0м, максимальная высота – 45,0м, отметка гребня – 99,50м, отметка порога водослива – 79,00м, количество пролетов – 4шт., ширина водосливного пролета – 16,0м, габариты плоского колесного рабочего затвора – 16,0x17,0м, пропускная способность водосброса при НПУ – 7600 м<sup>3</sup>/с, пропускная способность водосброса при ФПУ – 9240 м<sup>3</sup>/с, при отметке УМН (с ограничением максимального наполнения до отметки 95,60 м) – 8020 м<sup>3</sup>/с.

###### **Быстроток:**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «объекты водосбросные (водоспускные и водовыпускные), водозаборные и водоводы», код 16.2.3.11 (лоток, канал);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (по постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п. 2), пропуск расчётных расходов воды;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

№1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: ширина лотка быстотока – 76,0м, длина лотка быстотока с носком-трамплином по потоку – 168,0м, отметка дна начала быстотока – 61,50м, отметка верха носка-трамплина – 46,150м, отметка основания конечного участка носка-трамплина – 41,00м.

**Станционный узел со зданием ГЭС открытого типа с 5-ю агрегатами, глубинным водоприемником и напорными водоводами в скале**

**Здание ГЭС:**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «гидроэлектростанция (объекты станционного узла)», код 16.2.4.2 (здание гидроэлектростанции);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п. 2), выдача электроэнергии;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г.

№1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: установленная мощность – 600 МВт, расчётный напор по мощности – 57,0м, количество агрегатов – 5шт., полный расход ГЭС при работе всех агрегатов установленной мощностью и расчетном напоре – 1170м<sup>3</sup>/с, длина бетонного массива подземной части здания ГЭС – 170,26м, длина здания ГЭС по потоку – 38,1м, максимальная высота здания ГЭС – 29,1м, ширина агрегатного блока – 21,0м, отметка оси спиральной камеры – 30,50м, отметка низа отсасывающей трубы – 16,475м, количество ремонтных затворов отсасывающих труб – 10шт., габариты ремонтного затвора – 7,5х6,5м, отметка монтажной площадки и машинного зала – 40,60м, основные размеры машинного зала (в осях) – 24,0х157,50м, высота шатра машинного зала – 17,7м.

**Водоприёмник ГЭС:**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «объекты водосбросные (водоспускные и

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

водовыпускные), водозаборные и водоводы», код 16.2.3.4 (водозабор), создание подпора воды в составе напорного фронта, подвод воды к гидроагрегатам;

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п. 2);

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: длина по гребню – 136,5м, ширина по гребню – 29,0м, максимальная высота – 48,5м, отметка гребня – 99,50м, отметка порога водоприемника – 58,00м, количество отверстий – 5шт., размеры водоприемного отверстия – 15,5x15,5м, габариты плоского затвора – 14,0x10,3м, габариты сороудерживающих решеток – 16,0x13,0x3,0м.

**Напорные водоводы:**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «объекты водосбросные (водоспускные и водовыпускные), водозаборные и водоводы», код 16.2.3.6 (турбинный водовод);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (по постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п. 2), подвод воды к гидроагрегатам;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020 г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: длина водовода – 130,0м, диаметр водовода (внутренний) – 7,0м, количество водоводов – 5шт.

**Каменно-земляные (левобережная; русловая; правобережная во II и III понижениях) плотины из местных материалов**

**Русловая каменно-земляная плотина (объект реконструкции):**

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «водоподпорные и защитные сооружения», код 16.2.1.2 (плотина водоподпорная из грунтовых материалов);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п.2) создание подпора воды в составе напорного фронта;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: отметка гребня – 99,50м, длина по гребню – 1641,44м, максимальная высота – 79,0м, ширина по гребню – 10,0-50,0м, максимальная ширина по основанию – 310,0м.

*Правобережная каменно-земляная плотина во II понижении (объект реконструкции):*

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «водоподпорные и защитные сооружения», код 16.2.1.2 (плотина водоподпорная из грунтовых материалов);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п.2) создание подпора воды в составе напорного фронта;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: отметка гребня – 99,50м, длина по гребню – 643,7м, максимальная высота – 38,3м, ширина по гребню – 10,0м, максимальная ширина по основанию – 330,0м (до реконструкции – 240,0м).

*Правобережная каменно-земляная плотина в III понижении:*

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «водоподпорные и защитные сооружения», код 16.2.1.2 (плотина водоподпорная из грунтовых материалов);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п.2) создание подпора воды в составе напорного фронта;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1



- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: отметка гребня – 99,50м, длина по гребню – 721,0м, максимальная высота – 17,0м, ширина по гребню – 8,8-15,5, максимальная ширина по основанию – 145,0м.

*Левобережная каменно-земляная плотина:*

- по классификатору, утверждённому приказом Минстроя России от 10.07.2020г. №374/пр., функциональное назначение – «водоподпорные и защитные сооружения», код 16.2.1.2 (плотина водоподпорная из грунтовых материалов);

- функциональное назначение – сооружение производственного назначения (Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87, п.2) создание подпора воды в составе напорного фронта;

- класс сооружения – II (по постановлению Правительства РФ от 05.10.2020г. №1607, п. 2);

- уровень ответственности сооружения – повышенный (Федеральный закон от 30.12.2009г. №384-ФЗ);

- основные технико-экономические показатели сооружения: отметка гребня – 99,50м, длина по гребню – 1206,0м, максимальная высота – 25,0м, ширина по гребню – 7,0-15,0м максимальная ширина по основанию – 155,0м.

2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность – особые условия отсутствуют.

3) Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:

- сейсмичность 5 баллов по шкале MSK-64 – возможность опасного сейсмического воздействия отсутствует;

- возможность техногенного воздействия в результате возможной аварии.

4) Принадлежность к опасным производственным объектам (реконструируемых сооружений) – объекты не относятся к опасным производственным

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

объектам.

5) Пожарная и взрывопожарная опасность - работы по реконструкции противофильтрационного устройства (ПФУ), гребня и низового откоса реконструируемых плотин не меняют существующую степень пожарной безопасности объекта реконструкции и не требуют обоснования в части пожарной безопасности.

б) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей (для реконструируемых сооружений) – отсутствует.

Подробная информация о конструктивных решениях основных сооружений гидроузла приведена в томе 4.2.1 №2220-КР2.1 Раздел 4. Часть 2. Гидротехнические сооружения. Книга 1.

### 3.2.2 Русловая каменно-земляная плотина

По результатам разработки проектной документации на реконструкцию основные параметры русловой плотины и класс сооружения II не изменились.

Тип плотины в соответствии с п.4.2 СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов» - каменно-земляная с центральным ядром из супесчаных и суглинистых грунтов с гравием, упорными призмами из скального грунта.

В соответствии с СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» (Приложение А) русловая каменно-земляная плотина относится к основным, как сооружение, повреждение или разрушение которого может привести к прекращению нормальной работы электростанции.

В соответствии с СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» (Приложение Б, таблица Б.1) в зависимости от высоты и типа грунтов основания русловая плотина относится ко II классу ответственности.

Уровень ответственности сооружений в соответствии со Статьей 4 Главы 1 Технического регламента о безопасности зданий и сооружений: русловая плотина - повышенный.

Каменно-земляная плотина с центральным грунтовым ядром имеет максимальную высоту 79,0м от подошвы ядра. Длина плотины по гребню 1641,44м, ширина по гребню от 10,0 до 20,0м (в левобережном примыкании плотины к водосбросу – до 50,0м). Ширина по основанию в максимальном сечении - 310,0м.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Отметка гребня плотины 99,50м.

Заложение верхового откоса составляет:

- на участке плотины от ПК0+40 до ПК4+50 в отметках 99,50 ÷ 93,30м - от 1,75 до 3,2, ниже отметки 93,30м - от 2,4 до 3,2;

- на участке плотины от ПК4+50 до ПК7+90 в отметках 99,50 ÷ 88,25м - от 1,75 до 1,8, ниже отметки 88,25м - от 1,5 до 2,9;

- на участке плотины от ПК7+90 до ПК16+11,44 в отметках 99,50÷73,00м - от 1,5 до 1,9, ниже отметки 73,00м (между бермами) - от 1,3 до 1,9;

- на участке русловой плотины в левобережном примыкании водоприемника ГЭС ниже отметки 99,50 - 1,8.

Заложение низового откоса составляет:

- на участке плотины от ПК0+40 до ПК4+50 в отметках 99,50 ÷ 90,00м - от 1,8 до 2,4, ниже отметки 90,00м - 1,8;

- на участке плотины от ПК4+50 до ПК7+90 в отметках 99,50 ÷ 90,00м - 1,8 до 2,2, ниже отметки 90,00м - от 1,6 до 4,4;

- на участке плотины от ПК7+90 до ПК16+11,44 в отметках 99,50÷90,00м - от 1,5 до 2,2, ниже отметки 90,00м (между бермами) - от 1,3 до 2,0;

- на участке русловой плотины в левобережном примыкании водоприемника ГЭС ниже отметки 99,50 – 2,0.

С учетом особенности геологического строения основания русловая плотина условно разделена на русловой участок (ПК7+90÷ПК16+11,44), правобережный участок (ПК0+40÷ПК7+90) и участок плотины в левобережном примыкании водоприемника ГЭС.

С учетом принятых в проекте конструктивных решений, противofильтрационное устройство на правобережном участке плотины (ПК0+40÷ПК7+90) представляет собой центральное ядро, дополненное «стеной в грунте» из глиноцементобетона и понур:

- на участке длиной 456,0м (ПК0+07÷ПК4+63) «стена в грунте» глубиной от 0,5 до 12,8м с заглублением в скальные грунты на 0,5м - **по проекту реконструкции;**

- на участке длиной 203,0м (ПК4+63÷ПК6+66) «стена в грунте» глубиной от 9,9 до 33,7м с заглублением в рыхлые отложения и трещиноватые скальные грунты основания до отметок 64,80-88,60м (выполнена в 2003-2005гг.);

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

- на участке длиной 94,0м (ПК6+66÷ПК7+60) «стена в грунте» глубиной от 26,9 до 35,7м с заглублением в рыхлые отложения до отметок 64,30-73,10м (выполнена в 1998-1999гг.);

- на участке длиной 33,0м (ПК7+60÷ПК7+93) «стена в грунте» глубиной от 19,0 до 31,5м с заглублением в рыхлые отложения до отметки 67,00м, в скальные грунты на 0,5м - **по проекту реконструкции** (см. черт. №2220-10-1-КР листы 3, 4 том 4.2.2).

На русловом участке плотины (ПК7+90÷ПК16+04) противофильтрационное устройство представляет собой центральное ядро и «стену в грунте» из глиноцементобетона в гребневой части ядра:

- на участке длиной 211,0м (ПК7+90÷ПК10+04) - глубиной от 4,2 до 8,6м с заглублением в ядро плотины до отметок 89,90-94,30м (выполнена в 2008-2013гг.);

- на участке длиной 446,0м (ПК10+04÷ПК14+50) - глубиной от 5,5 до 10,0м с заглублением в ядро плотины до отметок 92,50-93,00м - **по проекту реконструкции**;

- на участке длиной 154,0м (ПК14+50÷ПК16+04) - глубиной от 4,4 до 22,0м с заглублением в ядро плотины до отметок 76,50-94,10м (выполнена в 2000г.) (см. черт. №2220-10-1-КР листы 3, 5, 6 том 4.2.2).

На участке плотины в левобережном примыкании водоприемника ГЭС противофильтрационное устройство представляет собой асимметричное ядро из супесчано-суглинистого грунта.

На всех участках плотины ширина ядра по верху 4,0м. На правобережном и русловом участках заложение верхового и низового откосов ядра 0,143. Верхняя часть ядра наклонена в сторону нижнего бьефа, перелом граней находится на глубине около 5,0м от гребня ядра. На участке плотины в левобережном примыкании водоприемника ГЭС заложение верхового откоса ядра 2,0, низового откоса – 0,4.

На русловом участке плотины сопряжение ядра плотины и скального основания осуществляется:

- от ПК7+90 до ПК10+00 - путем устройства в основании ядра бетонной плиты толщиной 0,5 м, с которой выполнена площадная цементация ослабленных участков основания и зон тектонических нарушений (см. черт. №2220-10-1-КР листы 3,5 том 4.2.2);

- от ПК10+00 до ПК16+04 - путем устройства бетонной плиты в основании ядра толщиной 0,5 м и цементационной галереи (по оси ядра) общей длиной 670,0м, из

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

которой выполнена контактная (глубинная) цементация. На участке плотины от ПК11+54 до ПК12+86 цементационная галерея проходит в гребне водосливной (переливной) бетонной стенки, примыкающей к низовой грани ядра (см. черт. №2220-10-1-КР листы 5, 6 том 4.2.2).

Сопряжение ядра плотины с устоем поверхностного водосброса выполнено в виде бетонной шпоры длиной 10,0м и уширения ядра до 15,0м.

Над ядром по всему фронту плотины отсыпана двухслойная защитная призма, защищающая гребень ядра от промерзания: первый слой - из отсева грунтов карьера №10 (фракции менее 10 мм); второй слой – из гравийно-галечникового грунта с песчаным заполнителем карьера №10.

Конструкция переходных зон и упорных призм принимается без изменений по фактическому состоянию.

На гребне плотины организовано щебеночное покрытие для подхода к контрольно-измерительной аппаратуре, выполнены очистные сооружения поверхностного стока с целью обеспечения сбора и очистки поверхностного стока с покрытия. В соответствии с техническим заданием, проезд по гребню русловой каменно-земляной плотины не предусматривается (см. приложение А (п.3.1) том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2 Раздел 1. Часть 1. Пояснительная записка. Книга 2. Приложения).

Конструкция русловой каменно-земляной плотины представлена комплектом чертежей №2220-10-1-КР в томе 4.2.2, №2220-КР2.2 Радел 4. Часть 2. Книга 2. Графическая часть в составе ПД.

### **Правобережная каменно-земляная плотина во II понижении**

После завершения работ по реконструкции основные параметры правобережной плотины во II понижении и класс сооружения II не изменялись.

Тип плотины в соответствии с п.4.2 СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов» - каменно-земляная с верховой противофильтрационной призмой с понуром из супесчаных грунтов с гравием, упорными призмами из гравийно-галечникового грунта.

В соответствии с СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» (приложение А) правобережная плотина во II понижении относится к

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.
				Дата

2220-ПЗ1.1

основным, как сооружение, повреждение или разрушение которого может привести к прекращению нормальной работы электростанции.

В соответствии с СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» (приложение Б, таблица Б.1) в зависимости от высоты и типа грунтов основания правобережная плотина во II понижении относится ко II классу ответственности.

Уровень ответственности сооружений в соответствии со Статьёй 4 Главы 1 Технического регламента о безопасности зданий и сооружений: правобережная плотина во II понижении - повышенный.

Каменно-земляная плотина имеет максимальную высоту 38,3м от подошвы плотины. Длина плотины по гребню 643,7м, ширина по гребню – 10,0м. В результате отсыпки пригрузки низового откоса плотины, максимальная ширина плотины по основанию увеличится до 330,0м.

В плане плотина имеет криволинейное очертание.

Отметка гребня правобережной плотины во II понижении - 99,50м.

Заложение верхового откоса составляет в отметках 99,50÷80,00м – от 2,5 до 3,0, ниже отметки 80,00м – от 1,1 до 2,6.

Заложение низового откоса составляет в отметках 99,50÷93,00м – от 2,5, в отметках 93,00÷80,00м – от 3,0 до 7,0, в отметках 80,00м÷77,00м – от 1,7 до 1,9, ниже отметки 77,00м - 2,0.

С учетом принятых в проекте конструктивных решений, ПФУ плотины представляет собой верховую противодиффузионную призму с понуром и «стену в грунте» из глиноцементобетона:

- на участке длиной 268,0м от ПК10+98 до ПК13+66 - глубиной 6,0м до отметки 92,50м;

- на участках длиной 128,0м (ПК9+70÷ПК10+98) и длиной 20,0м (ПК13+66÷ПК13+88) - глубиной 5,0 м до отметки 93,50 м;

- на участках длиной 49,0м (ПК9+21÷ПК9+70) и длиной 50,0м (ПК13+88÷ПК14+38) - глубиной 4,0м до отметки 94,50м;

- на участках длиной 39,0м (ПК8+82÷ПК9+21) и длиной 18,0м (ПК14+38÷ПК14+56) - глубиной от 4,0м до 0,5м с заглублением в скальные грунты основания на 0,5м (см. чертеж №2220-10-2-КР, листы 3-5 том 4.2.2).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Ширина противофильтрационной призмы по гребню от 10,0м до 16,4м. Заложение верхового откоса - 3, низового - 1,5. Толщина понура - 1,5м.

Для защиты гребня от промерзания над верховой противофильтрационной призмой по всему фронту плотины отсыпана двухслойной защитная призма: первый слой - из отсева гравийно-галечникового грунта (фракции менее 10 мм), второй слой - из гравийно-галечникового грунта.

Конструкция переходных зон, упорных призм, пригрузки верхового откоса, дренажных призм на правобережном и левобережном примыканиях, наклонного дренажа на низовом откосе плотины принимаются без изменений по фактическому состоянию.

На гребне плотины организовано грунтовое покрытие для подхода к контрольно-измерительной аппаратуре, выполнены очистные сооружения поверхностного стока с целью обеспечения сбора и очистки поверхностного стока с покрытия. В соответствии с техническим заданием, проезд по гребню правобережной каменно-земляной плотины во II понижении не предусматривается (см. приложение А (п.3.1) том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2 Раздел 1. Часть 1. Пояснительная записка. Книга 2. Приложения).

Конструкция правобережной каменно-земляной плотины во II понижении представлена комплектом чертежей №2220-10-2-КР в томе 4.2.2, №2220-КР2.2 Раздел 4. Часть 2. Книга 2. Графическая часть в составе ПД.

### **3.3 Водохозяйственное и водноэнергетическое обоснование параметров гидроузла. Пропуск расчётных максимальных расходов**

Водноэнергетические параметры Курейского гидроузла были определены в Техническом проекте часть II Экономика. Водное хозяйство. Параметры гидроузла» Инв. №145-7т, Восточно - Сибирское отделение института «Гидропроект» имени С.Я. Жука, Красноярск 1981г. (далее – Технический проект).

НПУ и УМО обоснованы на отметках 95,00м и 75,00м, ФПУ 97,30м, установленная мощность 600 МВт в 5 гидроагрегатах единичной мощностью 120 МВт.

В постоянную эксплуатацию Курейская ГЭС сдавалась в 2002 – 2003гг. Акт Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» по приемке в эксплуатацию Курейской ГЭС от 8 мая 2003г. был утверждён приказом РАО «ЕЭС России» №273 от 21.05.2003г.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23

2220-ПЗ1.1

По результатам наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений Курейской ГЭС в течение всего периода эксплуатации до декабря 2002 года, комплексу исследовательских и ремонтных работ, выполненных по рекомендации научно-технического совета РАО «ЕЭС России», комиссией эксплуатация гидротехнических сооружений Курейской ГЭС до окончания ремонтных работ по противофильтрационным элементам грунтовых плотин разрешалась при отметке НПУ 95,00м, соответствующей проекту, но с ограничением по уровню максимального наполнения водохранилища до отметки 95,60м. Допустимая отметка наполнения Курейского водохранилища при пропуске расчетного весеннего половодья вероятностью превышения 0,1% была снижена с 97,30 м до 95,60м.

Для обоснования параметров Курейского гидроузла в данной проектной документации выполнены следующие расчеты:

- гидравлические расчеты - для подтверждения не превышения максимальной допустимой отметки наполнения 95,60м, для постоянной эксплуатации - ФПУ 97,30м при пропуске весеннего половодья расчетных обеспеченностей в связи с уточнением максимального стока по состоянию на 2020г.;

- разработана безопасной схемы пропуска максимального стока с соблюдением интенсивности наполнения водохранилища;

- водохозяйственные и водноэнергетические расчеты - расчет средней многолетней выработки электроэнергии по удлинённому (85 лет) расчетному гидрологическому ряду с 1935/36 по 2019/20гг.

Подробное описание и результаты расчетов приведены в томе 4.1 №2220-КР1, Раздел 4, Конструктивные и объемно-планировочные решения, Часть 1. «Водохозяйственное и водноэнергетическое обоснование параметров объекта» и в томе 12.2 №2220-2 «Проект Правил использования водных ресурсов Курейского водохранилища» в составе ПД.

### 3.3.1 Порядок пропуска максимального стока

Наибольшие в году расходы воды на р. Курейка наблюдаются в период весеннего половодья и проходят в конце мая–начале июля.

Сооружения Курейского гидроузла отнесены ко II классу. В соответствии с этим для Курейского гидроузла нормируется пропуск расчетных паводков:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1



поверочный случай — 0,1%;

основной случай — 1%.

При пропуске весеннего половодья, как поверочного, так и расчетного случаев необходимо учесть ограничение, установленное п.8.29 СП 58.13330.2019 - исключение участия в пропуске одного гидроагрегата ГЭС.

Пропуск максимального стока рассмотрен для двух вариантов:

- после реконструкции русловой плотины и правобережной плотины во II понижении Курейского гидроузла с ограничением максимальной допустимой отметки наполнения - 95,60м;

- постоянной эксплуатации при проектной отметке ФПУ 97,30м.

### **3.3.1.1 Пропуск максимального стока после реконструкции русловой каменно-земляной плотины и правобережной каменно-земляной плотины во II понижении Курейского гидроузла с ограничением максимальной допустимой отметки наполнения - 95,60м**

При пропуске расчетных весенних половодий (паводков) через Курейский гидроузел превышение нормального подпорного уровня (НПУ 95,00м) верхнего бьефа гидроузла допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных отверстий (4 пролета) и при обязательном использовании всех гидротурбин (5 ГА) работающих с максимально допустимой мощностью. При уменьшении притока воды отметка уровня водохранилища должна снижаться до НПУ в кратчайшие технические возможные сроки.

Для не превышения допустимой интенсивности роста уровней водохранилища, открытие водосброса осуществляется с отметки ниже НПУ - 92,00м.

Продолжительность превышения отметки НПУ при пропуске половодья вероятностью 0,1% составит 5-6 суток, сработка емкости форсировки – 3 - 4 суток.

В таблице 3.3.1.1.1 приведены максимальные расходы притока половодья к створу гидроузла Курейского водохранилища, величины максимальных сбросных расходов и уровни максимального наполнения водохранилища при пропуске расчетных весенних половодий по модели 1962г. при ограничении наполнения 95,60м и в постоянной эксплуатации.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Таблица 3.3.1.1.1 Расчетные уровни максимального наполнения и сбросные расходы воды при пропуске расчетных весенних половодий через сооружения гидроузла Курейского водохранилища при ограничении наполнения 95,60м

Вероятность превышения, %	Отметка на начало половодья, м	Максимальные расходы, м <sup>3</sup> /с				Уровень максимального наполнения, м
		Естественный приток	Сбросные			
			ГЭС	Водосброс	Сумма	
0,1	75,00	13500	1150	8020	9170*	95,60*
			920	8215	9135**	95,86**
1	75,00	11000	1170	7339	8509*	95,00*
			936	7420	8356**	95,00**

\* Максимальный сбросной расход воды и уровень максимального наполнения рассчитаны при полном использовании пропускной способности гидроузла при пропуске весеннего половодья вероятностью превышения 0,1% и 1% через 5 гидроагрегатов и 4 пролета водосброса.

\*\* Максимальный сбросной расход воды и уровень максимального наполнения рассчитан в соответствии со сводом правил СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003», п.8.29 пропуск весеннего половодья вероятностью превышения 0,1% и 1% через 4 гидроагрегата и 4 пролета.

### 3.3.1.2 Пропуск максимального стока в постоянной эксплуатации

Пропуск расчетных половодий производится таким образом, чтобы не допустить превышения установленного форсированного уровня водохранилища (ФПУ 97,30м) и максимального уровня нижнего бьефа (по условиям не затопления систем и сооружений гидроузла, его оборудования, размещенного на внешних площадках - 37,60м), а также с учетом соблюдения интенсивности наполнения водохранилища.

С этой целью является обязательным открытие водосбросных отверстий гидроузла до достижения отметки НПУ. В постоянной эксплуатации открытие водосброса осуществляется с отметки - 93,00м, что позволит немного сократить величину холостых сбросов по сравнению с режимом - ограничение по наполнению 95,60м. При этом половодье обеспеченностью 1% (основной расчетный случай) может быть пропущено при НПУ 95,00м. При пропуске половодья обеспеченностью 0,1% (поверочный случай) достигает отметки 96,05м (96,20м – с учетом требований СП 58.13330.2019), что ниже проектной отметки ФПУ 97,30м.

Продолжительность превышения отметки НПУ при пропуске половодья вероятностью 0,1% составит 5 - 6 суток, сработка емкости форсировки – 4 - 5 суток.

Схема пропуска половодий через ГЭС зависит как от прогноза сроков предстоящего половодья, так и от запасов воды в водохранилище к его началу.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

41

В таблице 3.3.1.2.1 приведены максимальные расходы притока половодья к створу гидроузла Курейского водохранилища, величины максимальных сбросных расходов и уровни максимального наполнения водохранилища при пропуске расчетных весенних половодий по модели 1962г.

Таблица 3.3.1.2.1 Расчетные уровни максимального наполнения и сбросные расходы воды при пропуске расчетных весенних половодий через сооружения гидроузла Курейского водохранилища в постоянной эксплуатации

Вероятность превышения, %	Отметка на начало половодья, м	Максимальные расходы, м <sup>3</sup> /с				Уровень максимального наполнения, м
		Естественный приток	Сбросные			
			ГЭС	Водосброс	Сумма	
0,1	75,00	13500	930	8436	9366*	96,20*
			1166	8321	9487**	96,05**
1	75,00	11000	936	7450	8386*	95,00*
			1170	7339	8509**	95,00**

\* Максимальный сбросной расход воды и уровень максимального наполнения рассчитан в соответствии со сводом правил СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003», п.8.29 пропуск весеннего половодья вероятностью превышения 0,1% и 1% через 4 пролета и 4 гидроагрегата.

\*\* Максимальный сбросной расход воды и уровень максимального наполнения рассчитаны при полном использовании пропускной способности гидроузла при пропуске весеннего половодья вероятностью превышения 0,1% и 1% через 4 пролета водосброса и 5 гидроагрегатов.

### 3.3.2 Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты

По диспетчерским графикам работы Курейского водохранилища разработанными для режима с ограничением по наполнению 96,50м и для постоянной эксплуатации выполнены водохозяйственные и водноэнергетические за весь гидрологический ряд с 1935/36г. по 2019/20г., продолжительностью 85 лет.

Расчеты энергоотдачи Курейской ГЭС были выполнены балансовым методом по месячным (VIII – V) и декадным интервалам (VI – VII).

В расчетах энергоотдачи Курейской ГЭС учтены потери стока на испарение и ледообразование, напора 1,50м. Возврат потерь стока на ледообразование учтен в 3-ей декаде мая.

Средневзвешенный коэффициент мощности в расчетах энергоотдачи определен в соответствии с эксплуатационными характеристиками и составил 8,9.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

В результате расчетов среднесуточная выработка электроэнергии Курейской ГЭС составила:

- для режима с ограничением по наполнению 96,50м - 2584 млн. кВт·ч, в том числе зимняя 1064 млн. кВт·ч, летняя 1520 млн. кВт·ч.

- в постоянной эксплуатации - 2601 млн. кВт·ч, в том числе зимняя 1065 млн. кВт·ч, летняя 1536 млн. кВт·ч.

### 3.3.3 Основные водноэнергетические и водохозяйственные характеристики Курейского гидроузла

Основные водноэнергетические и водохозяйственные характеристики Курейского гидроузла на период ограничения по наполнению 95,60м и постоянной эксплуатации, полученные по результатам разработки проектной документации, приводятся в разделе 12 настоящего тома (таблица 12.1).

### 3.4 Организация натуральных наблюдений

Контроль безопасности русловой плотины и правобережной во II понижении Курейской ГЭС проводится согласно:

- Инструкции по эксплуатации гидротехнических сооружений ПИ-51-311-01-2020;

- Программы натуральных наблюдений за деформациями земляных сооружений гидроузла геодезическими методами;

- Программы натуральных наблюдений за техническим состоянием грунтовых сооружений Курейской ГЭС;

- Правилам эксплуатации гидротехнических сооружений Курейской ГЭС АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания», согласованных Енисейским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 №117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» и действующих нормативных документов на ГТС Курейской ГЭС проводится мониторинг безопасности состояния ГТС, включающий визуальные и инструментальные наблюдения.

Мониторинг безопасности ГТС Курейской ГЭС проводится с целью оценки

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

текущего технического состояния сооружений, анализа происходящих изменений, разработки мероприятий, направленных на повышение надежности и безопасности, контроля своевременности и качества ремонтов; контроля выполнения мероприятий по предупреждению отказов и повышению долговечности конструкций.

Кроме наблюдений на грунтовых сооружениях осуществляется контроль параметров внешних воздействий. К контролируемым параметрам внешних воздействий на ГТС гидроузла относятся:

- уровни воды верхнего и нижнего бьефов (УВБ и УНБ);
- температура воздуха и воды в водохранилище (послойная);
- скорость сезонной сработки УВБ;
- толщина льда в водохранилище;
- количество атмосферных осадков;
- толщина снежного покрова;
- скорость и направление ветра.

Визуальные наблюдения

Состав контролируемых визуальными наблюдениями качественных показателей технического состояния, прочности и эксплуатационной надежности грунтовых сооружений следующий:

- состояние верхового откоса и гребня;
- состояние низового откоса;
- состояние сопряжения плотин и водосброса;
- состояние сопряжения плотины и берега.

Все повреждения или неблагоприятные явления, выявленные на сооружении, маркируются, фотографируются, заносятся в журнал наблюдений и отображаются на картах-развертках и план-схемах. При проведении визуальных наблюдений за грунтовыми ГТС должно фиксироваться следующее:

- появление просадок, подвижек, оползней, трещин различной ориентации на поверхности гребня и откосов плотин;
- появление выходов фильтрационных вод в виде грифонов, намокания, парения или наледей на низовом откосе и береговых примыканиях;
- появление выходов воды на примыкании плотин к бетонным сооружениям;
- появление выходов воды из основания в нижнем бьефе;

Изм. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

- появление наледей у подошвы низового откоса плотины;
- размывы откосов и берегов;
- появление мути в прудках в нижнем бьефе плотин;
- состояние крепления верховых откосов плотин;
- появление выпора грунта в нижнем бьефе плотин;
- состояние прилегающей к сооружениям территории в полосе шириной не менее 100,0м.

Визуальные наблюдения за состоянием грунтовых сооружений гидроузла проводятся в ходе снятия замеров с инструментальных средств контроля (дистанционной, пьезометрической и геодезической КИА) не реже 1 раза в месяц. Одновременно контролируется состояние контрольно-измерительной аппаратуры. Визуальный контроль проводится в местах, доступных для непосредственного осмотра.

#### Инструментальные наблюдения

В состав инструментальных наблюдений на грунтовых сооружениях входят: геодезические, фильтрационные и температурные наблюдения.

*Геодезические наблюдения* включают наблюдения за вертикальными и горизонтальными смещениями. Абсолютные горизонтальные смещения контрольных пунктов (КП), закрепленных на грунтовых плотинах, определяются относительно пунктов опорных сетей гидротехнической триангуляции II разряда. Абсолютные вертикальные смещения (осадки) поверхностных и глубинных марок – относительно реперов опорной высотной сети гидроузла. Наблюдения производятся с периодичностью 2 раза в год: весенний цикл в мае-июне, при минимальном уровне воды в водохранилище, а осенний – в сентябре-октябре, при максимальном уровне.

*Наблюдения за фильтрацией* включают наблюдения за режимом фильтрации по пьезометрам (2-4 раза в месяц) и мерным водосливам (4 раза в месяц с мая по ноябрь). На правобережной плотине (II и III понижение), наблюдения за химсоставом фильтрующейся воды (4 раза в год). На левобережной и правобережной (II и III понижение) плотинах ведутся наблюдения за поровым давлением по пьезодинамометрам.

*Наблюдения за температурой.* Контроль температуры в теле грунтовых сооружений выполняется с использованием закладных термометров и термоплетей, состоящих из температурных датчиков. Датчики температуры были размещены при

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

возведении плотин непосредственно в упорных призмах и противофильтрационных элементах, а также в скважинах после возведения (пьезометрах и термостаканах). В основном в грунтовых сооружениях Курейской ГЭС применяются термометры сопротивления (ММ-1, ММ-4, ТВИ-Ц) и струнные преобразователи температуры (ПТС-60). Замер температуры в пьезометрах и термоскважинах, оборудованных термоплетями осуществляется 2-4 раза в месяц.

В случае поломки или выхода из строя стационарно установленных температурных плетей, или их отсутствии, допускается выполнять замеры при помощи переносных термокос (термоплетей). Такие замеры проводятся 2 раза в год.

Измерение температуры профильтровавшейся воды выполняется при помощи термометра в местах контроля расхода (4 раза в месяц с мая по ноябрь).

На Курейской ГЭС разработана и внедрена информационно-диагностическая система (ИДС). Разработанная программа предназначена для накопления и хранения данных наблюдений и обработки измерений, экспресс-анализа на соответствие диагностических показателей состояния ГТС их критериальным значениям, построения графиков и сводных таблиц за требуемый период.

Для внесения информации в ИДС предусмотрен автоматический перенос данных, записанных при помощи вторичной контрольно-измерительной аппаратуры (БПИ ТВиЦ, Geokon GK-403, ПОВП-01).

Для оперативного доступа к необходимой информации по КИА в ИДС осуществляется хранение паспортных данных на КИА, критериальных значений контролируемых показателей, сводных ведомостей, справочных материалов.

Система организации контроля за техническим состоянием ГТС соответствует требованиям законодательства, нормам и правилам технического регулирования в области безопасности ГТС.

В период реконструкции каменно-земляных плотин для обеспечения постоянного мониторинга технического состояния ГТС Курейской ГЭС в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 №117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» и действующих нормативных документов должна обеспечиваться сохранность существующей КИА.

**Фактическое состояние установленной КИА и дополнительная КИА, устанавливаемая в рамках проекта реконструкции, приведены в п.2 том 4.3.1 №2220-**

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

### КР3.1 Часть 3. Организация натуральных наблюдений. Книга 1.

В соответствии с Техническим заданием и письмом АО «НТЭК» №НТЭК/9012-исх. от 10.05.2023г. (см. приложение А том 4.3.1 №2220-КР2.1 Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения. Часть 2. Гидротехнические сооружения. Книга 1. Текстовая часть), а также на основании того, что в настоящее время на всех остальных сооружениях (поверхностный водосброс, стационарный узел со зданием ГЭС, левобережная и правобережная в III понижении каменно-земляные плотины), входящих в состав Курейской ГЭС, но не являющихся объектами реконструкции, действует полуавтоматическая система опроса КИА, разработка документации по реконструкции КИА и созданию АСДК (включая АСО и ИДС) будет выполняться по отдельному проекту, в котором система организации контроля за техническим состоянием будет комплексной для всех сооружений ГТС Курейской ГЭС.

Проектом предусмотрены мероприятия по сохранению КИА (22 температурных и пьезометрических скважин, 52 глубинных и поверхностных марок), попадающей в зону проведения строительно-монтажных работ на русловой плотине и правобережной плотине во II понижении.

На случай повреждения поверхностных марок на русловой плотине в ходе строительно-монтажных работ проектом предусмотрено обустройство 15 новых марок (45,0 п.м.).

На русловой и правобережной во II понижении плотинах проектом предусмотрено бурение 37 пьезометрических скважин (1045,5 п. м.), в которых устанавливаются 37 новых датчиков давления и 37 новых температурных плетей (гирлянд).

В 20 скважинах на правобережной плотине во II понижении производится ремонт фильтрационной и температурной КИА путем наращивания температурных плетей (гирлянд).

Бурение новых пьезометрических и температурных скважин может выполняться круглый год и быть совмещено с выполнением работ по реконструкции плотин. Монтаж датчиков и температурных плетей должны осуществляться при положительных температурах воздуха.

На время выполнения реконструкции русловой и правобережной во II понижении плотин на сооружениях должны быть учащены инструментальные натурные наблюдения

Изм. инв. №	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1



за осадкой до 3-х раз в год. Программа натуральных наблюдений должна быть актуализирована после приемки в промышленную эксплуатацию автоматизированной системы согласно исполнительной документации на нее.

Информация о составе действующей КИА и периодичности инструментальных наблюдений, а также технические решения по дооснащению КИА при реконструкции каменно-земляных плотин приведены в томе 4.3.1 №2220-КР3.1, Часть 3, Организация натуральных наблюдений, Книга 1.

### 3.5 Организация строительства

#### 3.5.1 Строительно-хозяйственные условия

В непосредственной близости от гидроузла Курейской ГЭС, ниже плотины, на левом берегу реки Курейки расположен поселок Светлогорск.

В 10,0км от посёлка Светлогорск расположен аэропорт, который обслуживает небольшие транспортные самолеты.

Основной вид транспорта - водный. В 13,0км от Курейской ГЭС располагается грузовой причал на р. Курейка. Грузы к данному причалу доставляются из Красноярска по Енисею, а из Санкт-Петербурга, Мурманска и Архангельска – Северным морским путем. Основным транспортным узлом района является Дудинский порт с железнодорожной станцией.

Для реконструкции Курейской ГЭС планируется использовать существующие автомобильные дороги.

Ближайшим к Курейской ГЭС промышленным центром является г. Красноярск. Все основные материалы для реконструкции земляных плотин Курейской ГЭС (цемент, нерудные материалы, арматура, цемент, геотекстиль, ГСМ и др.), кроме бентонитового глинопорошка, доставляются и из г. Красноярска водным транспортом. Бентонитовый глинопорошок доставляется из г. Черногорск, республика Хакасия.

Для полезных ответственных отсыпок скальным грунтом используется грунт карьера скалы №1а. Карьер расположен в 2,0км от стройплощадки. Для не ответственных отсыпок гравийно-галечниковым грунтом и песчаным грунтом используются грунты карьера №36. Карьер расположен в 4,0км от стройплощадки. Гравийно-галечниковый и песчаный грунты карьера №36 доставляются

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

автосамосвалами.

### 3.5.2 Основные положения организации строительства

Продолжительность реконструкции принята 17 месяцев с перерывом на 3 зимних месяца (с декабря по февраль).

- подготовительный период (строительство вахтового поселка, устройство строительных баз и площадок складирования материалов, грунта, электроснабжение и водоснабжение на период строительства) – 2 месяца;

- основной период строительства – выполнение противофильтрационных устройств в виде «стены в грунте», досыпка гребня плотины и пригрузка скальным грунтом правобережной плотины во II понижении и русловой плотины – 15 месяцев, в течении двух летних сезонов с перерывом на самые холодные месяцы. Разработка грунта в карьерах №1а и №36 ведется параллельно с подготовительными работами, с работами по устройству «стены в грунте» и земляным работам по русловой и правобережной плотине во II понижении. Разработка грунта в карьерах ведется по отдельным проектам.

При построении календарного графика реконструкции предусматривается производство работ в строгой технологической последовательности, с максимально возможным их совмещением и параллельным выполнением.

Продолжительность реконструкции по календарному плану определяется при условии и с учетом достижения высокого уровня организации строительного производства, использовании современных технологий и методов работ, применении эффективных машин, новейших строительных материалов, деталей и конструкций.

Для сокращения сроков по устройству противофильтрационного элемента методом «стена в грунте» используются 3 высокопроизводительных станка типа «Вауег ВG».

### 3.5.3 Календарный план строительства

В состав данного проекта разработан календарный план реконструкции (см. черт. №2220-27-1-ПОС.ПГР том 6.1, №2220-ПОС1, Раздел 6, Проект организации строительства, Книга 1, Текстовая и графическая части).

Календарный план разрабатывался исходя из директивных сроков, объемов строительного-монтажных работ и производительности машин и механизмов, принятых в

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

данном проекте, в соответствии с требованиями СНиП 1.04.03-85\*.

Работы по реконструкции земляных плотин производятся в течении 17 месяцев. В зимний период времени с декабря по февраль работы останавливаются в связи с сильными холодами, строительная техника консервируется.

Подготовительные работы производятся 2 месяца. В подготовительный период устраиваются вахтовый поселок, строительные базы и площадки, выполняется обеспечение строительных баз электричеством и водой. Параллельно с подготовительными работами производится сортировка и складирование грунтов карьера №1а и карьера №36 на площадке для временного хранения грунтов между русловой плотиной и плотиной II понижения.

В первый год реконструкции в течении 1 месяца выполняется зачистка существующих откосов от гравийно-галечникового грунта с растительным слоем на правобережной плотине во II понижении. Параллельно в течении 1 месяца выполняется досыпка гребня русловой плотины. Так же параллельно, в течении 10 месяцев с перерывом на зиму выполняется пригрузка скальным грунтом правобережной плотины во II понижении в нижнем бьефе.

Далее, в течении двух месяцев производится досыпка правобережной плотины во II понижении. Параллельно производится подготовка площадок для устройства «стены в грунте» на трех участках русловой плотины и выполнение части «стены в грунте» в течении 4-х месяцев второго года. Перед началом работ по выполнению «стены в грунте» выполняются работы по устройству водоотводных лотков с ЛОС, на гребне русловой плотины.

В ноябре 1-го года реконструкции выполняется устройство водоотводных лотков с ЛОС, на гребне правобережной плотины во II понижении.

После перерыва на 3 холодных месяца продолжают работы по устройству «стены в грунте» на русловой плотине в течении 5 месяцев. Параллельно в июне 2-го года начинаются работы по подготовке площадки и устройству «стены в грунте» на правобережной плотине во II понижении, данные работы так же выполняются в течении 4-х месяцев.

В сентябре октябре 2-го года реконструкции выполняются работы по обустройству гребня русловой плотины и правобережной плотины во II понижении. Параллельно, с июля по октябрь выполняются работы по складированию аварийного

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист  
50

запаса грунтов в районе вахтового поселка.

Так же, с марта по сентябрь 2-го года реконструкции выполняется установка дополнительной КИА и ремонт существующей КИА на русловой и правобережной плотине во II понижении.

Таким образом, общая продолжительность реконструкции земляных плотин Курейской ГЭС с учётом частичного совмещения работ и перерыва на зиму (3 месяца) составляет 17 месяцев. Время непосредственной работы составляет 14 месяцев.

Наиболее оптимальные сроки строительства могут быть достигнуты за счёт следующих обстоятельств:

- привлечение к производству работ специализированной Генподрядной организации, обладающей достаточным опытом выполнения гидротехнических работ, имеющей свою хорошо оснащённую строительную-производственную базу и обладающую необходимой мобильностью;

- достаточная обеспеченность строительства финансированием, материально-техническими и людскими ресурсами;

- применение в процессе производства наиболее высокопроизводительного строительного оборудования как отечественного, так и импортного.

### 3.5.4 Основные показатели организации строительства гидроузла

Основные показатели реконструкции земляных плотин Курейской ГЭС приведены в таблице 3.5.4.1:

Т а б л и ц а 3 . 5 . 4 . 1 – Основные показатели реконструкции земляных плотин Курейской ГЭС

Наименование работ	Ед. измерения	Кол.	Примечание
1 Продолжительность строительства:	мес.	14	
2 Среднее количество работающих в месяц	чел.	118	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

#### 4 Сведения потребности строительства в газе, топливе и электрической энергии

Эксплуатация зданий и сооружений, работа основного и вспомогательного технологического оборудования, инженерных систем и сетей, не нуждаются в газе, так как обеспечивается за счет собственной выработки электроэнергии.

Потребителями топлива на объекте являются дизельные автоматизированные электростанции (ДЭС), служащие независимыми (автономными) источниками питания потребителей. ДЭС обеспечивают бесперебойную работу оборудования ГЭС при прекращении подачи энергии от сетей собственных нужд и установлены для предотвращения и локализации аварийных ситуаций на ГЭС.

**Питание собственных нужд** станции осуществляется от двух трансформаторов ТДНС-10000/35 (ст. наименование 21Т, 22Т), подсоединенных к генераторному напряжению 13,8 кВ посредством экранированных токопроводов, через выключатели типа ВГМ-15.

**Потребители постоянного тока** получают питание от аккумуляторных батарей типа ОР-21 (АБ-1) и ОРС-21 (АБ-2), размещенных в помещении аккумуляторной вспомогательного корпуса ОРУ-220 (АБ-1) и помещении аккумуляторной на втором этаже АПК (АБ-2).

**Вода требуется** на производственные, хозяйственно-питьевые и противопожарные нужды следующих водопотребителей нижнего бьефа:

- стационарный узел ГЭС;
- хозяйственный комплекс ГЭС в районе гидроузла;
- поселок эксплуатационников Курейской ГЭС (п. Светлогорск).

Населенных пунктов и предприятий в верхнем бьефе водохранилища нет.

Суммарное водопотребление в период постоянной эксплуатации ГЭС составляет около 1100 м<sup>3</sup>/сут.

Источником водоснабжения является Курейское водохранилище.

Для обеспечения работы гидроагрегатов ГЭС вода под давлением верхнего бьефа подается из водохранилища по турбинным бетонным напорным водоводам (5 шт, диаметром 7,0 м) в скальном массиве от водоприемника к зданию ГЭС.

На каждом агрегате ГЭС существует автономная система технического

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

водоснабжения. Вода, забираемая из спиральных камер, используется для охлаждения генераторов, главных трансформаторов и смазки узлов гидроагрегата.

Для хозяйственно-питьевого, технического и противопожарного водоснабжения гидроузла и поселка служит водозабор насосной станции, расположенный в массиве левого устоя водоприемника стационарного узла на отм. 72,95м. Расчетная производительность насосной станции составляет 3200 м<sup>3</sup>/сутки. Вода, подаваемая на хозяйственно-питьевые нужды Курейской ГЭС и п.Светлогорск перед поступлением в сеть проходит обработку на водоочистной станции.

В рамках проекта реконструкции замена или модернизация оборудования и систем электроснабжения, водоснабжения и тепловой энергии не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		18-23-01
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 5 Сведения о проектной мощности объекта реконструкции

Установленная мощность Курейской ГЭС - 600 МВт, располагаемая – 12,4 МВт.

Среднегодовая выработка электроэнергии 2600 млн. кВт·ч.

На ГЭС установлено следующее основное оборудование:

### Гидротурбина:

- количество - 5 шт.;
- тип радиально-осевая, вертикальная РО 75/728-ВМ-510;
- напор на гидротурбину:
- максимальный (нетто) - 65,50 м;
- расчетный (по мощности) - 57,00 м;
- минимальный - 43,20 м.
- номинальная мощность при расчётном напоре - 122,5 МВт;
- расход при номинальной мощности и расчётном напоре - 236 м<sup>3</sup>/сек;
- диаметр рабочего колеса - 5,1м;
- номинальная скорость вращения - 125 об/мин;
- изготовитель: Сызранский завод тяжёлого машиностроения (г. Сызрань)

### Гидрогенератор:

- количество 5 шт.;
- вертикального исполнения зонтичного типа СВ 1130/140-48 УХЛ4;
- номинальная мощность активная/полная - 120МВт/141МВА;
- коэффициент мощности – 0,85;
- номинальная скорость вращения - 125 об/мин;
- номинальное напряжение 13,8 кВ;
- изготовитель: завод «Сибэлектротяжмаш» (г. Новосибирск)

### Трансформатор:

- количество 5 шт.;
- силовой трехфазный типа ТЦ-160000/220;
- номинальная мощность 160МВА;
- изготовитель: Запорожский трансформаторный завод (г. Запорожье).

В рамках проекта реконструкции замена или модернизация гидроагрегата, трансформатора, гидрогенератора не предусматривается.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

54

## 6 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства

Сырьем для производства электроэнергии гидравлическими станциями является вода из водохранилища ГЭС, используемая и сбрасываемая в нижний бьеф без изменения количества и качества. Вторичных энергоресурсов не образуется – вся энергия воды, преобразованная на гидроагрегате станции, передается в энергосеть или используется для собственных нужд.

Согласно свидетельству о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду № 5061727 от 29.06.2021, выданного АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» на эксплуатируемый объект «Курейская ГЭС» основное производство – Курейская ГЭС является объектом III категории негативного воздействия на окружающую среду (НВОС).

Для объектов III категории НВОС нормативы образования отходы и лимиты на их размещение не разрабатываются (ст.18 п.5 Федерального закона от 24 июня 1998 г. N 89 ФЗ «Об отходах производства и потребления»).

Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду №5061727 приведено в Разделе 1. Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения, том 1.1.2 №2220-ПЗ1.2, приложение С).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	<b>2220-ПЗ1.1</b>		55	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			





записка, Книга 2, Приложения.

Для выполнения строительных работ во временное пользование предоставляется земельный участок с кадастровым номером 24:37:0904001:364 (выписка из ЕГРН см. том 1.1.2, № 2220-ПЗ1.2 Раздел 1, Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения, приложение П), на котором располагается временный промежуточный склад скального грунта. Площадь земельного участка – 54 669 м<sup>2</sup>. После окончания строительства территория земельного участка рекультивируется и возвращается владельцу – Администрации Туруханского района Красноярского края.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		18-23-01
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 8 Сведения о категории земель, на которых располагается объект

Все земельные участки, предоставленные для размещения объектов капитального строительства, относятся к категории земель промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		18-23-01
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 9 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков

Администрация Туруханского района Красноярского края предоставляет земельные участки в долгосрочную аренду Открытому акционерному обществу энергетики и электрификации «Таймырэнерго» (АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания (АО «НТЭК»)).

Изъятие земельных участков частной собственности не предусматривается, возмещение убытков не требуется.

Договора аренды земельных участков приведены в томе 1.1.2, №2220-ПЗ1.2 Раздел 1, Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения, приложение Р.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 10 Сведения о рекультивации земель

Земельный участок временного отвода с кадастровым номером 24:37:0904001:364, используемый для размещения временного бурта скального грунта и временных бытовых помещений для строителей, является неразграниченной государственной собственностью, находится в распоряжении Туруханского района и предоставлен АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания (АО «НТЭК») на праве аренды. Выписка из ЕГРН на данный земельный участок и договор аренды приведены в приложении П тома 1.1.2, №2220-ПЗ1.2 Раздел 1, Пояснительная записка, Часть 1, Пояснительная записка, Книга 2, Приложения.

Данный земельный участок с кадастровым номером 24:37:0904001:364 имеет площадь 54 669 м<sup>2</sup> и относится к категории земель «земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения» с разрешенным использованием для размещения объектов энергетики.

Общая площадь рекультивации составляет 2,4 га.

В составе работ технического этапа рекультивации земель предусматриваются следующие виды мероприятий:

- планировка откосов насыпей и выемок;
- внесение мульчи из щепы;
- выравнивание и боронование затронутых земель.

В составе биологического этапа рекультивации земель предусматриваются следующие работы:

- внесение комплексных удобрений;
- посев семян районированных видов трав и нанесение старики.

Более подробные сведения по рекультивации земель приведены в Разделе 12, Часть 3, Проект рекультивации земель, Книга 1, том 12.3.1, №2220-ПРЗ3.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

В рамках разработки проектной документации «Курейская ГЭС. Реконструкция земляных плотин» в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г. и ГОСТ Р 15.011-96 «Патентные исследования. Содержание и порядок проведения», принятым и введённым в действие постановлением Госстандарта России от 30.01.96 №40 проведены патентные исследования в Разделе 1, Пояснительная записка, Часть 1, Книга 3, Патентные исследования, том 1.1.3, №2220-ПЗ1.3.

Согласно ГОСТ Р 15.011-96 на стадии «Проектная документация» отчет о патентных исследованиях содержит раздел «Патентная чистота объекта».

Целью данных патентных исследований являлось определение патентной чистоты объекта относительно Российской Федерации.

В процессе патентных исследований был также установлен существующий в России на момент исследований уровень техники (совокупность вновь созданных перспективных научно-технических решений на определённый момент времени) в отношении грунтовых плотин Курейской ГЭС, подлежащих реконструкции.

Действующих патентов РФ, содержащих совокупности существенных признаков, полностью совпадающих с совокупностью существенных признаков разрабатываемого изделия, не выявлено, что позволяет сделать вывод о том, что разрабатываемое изделие обладает патентной чистотой в отношении РФ на дату проведения проверки.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	2220-ПЗ1.1		61	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 12 Техничко-экономические показатели объекта

Основные технико-экономические показатели сооружения гидроузла приведены в таблице 12.1.

Т а б л и ц а 12.1 – Основные технико-экономические показатели гидроузла

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
<b>1. Основные сооружения гидроузла</b>			
<b>1.1 Русловая каменно-земляная плотина (объект реконструкции):</b>			
Отметка гребня плотины	м	99,50	99,50
Максимальная высота	м	79,0	79,0
Длина по гребню	м	1641,44	1641,44
Ширина на отметке гребня	м	10,0-50,0	10,0-50,0
Максимальная ширина по основанию	м	310,0	310,0
Заложение верхового откоса:			
- от ПК0+40 до ПК4+50			
- в отм. 99,50 ÷ 93,30м	-	1,75 - 3,2	1,75 - 3,2
- ниже отм. 93,30 м	-	2,4 - 3,2	2,4 - 3,2
- от ПК4+50 до ПК7+90			
- в отм. 99,50 ÷ 88,25м	-	1,75 - 1,8	1,75 - 1,8
- ниже отм. 88,25м	-	1,5 - 2,9	1,5 - 2,9
- от ПК7+90 до ПК16+04			
- в отм. 99,50 ÷ 73,00м	-	1,5 - 1,9	1,5 - 1,9
- ниже отм. 73,00м (между бермами)	-	1,3 - 1,9	1,3 - 1,9
Заложение низового откоса:			
- от ПК0+40 до ПК4+50			
- в отм. 99,50 ÷ 90,00м	-	1,8 - 2,4	1,8 - 2,4
- ниже отм. 90,00 м	-	1,8	1,8
- от ПК4+50 до ПК7+90			
- в отм. 99,50 ÷ 90,00м	-	1,8 - 2,2	1,8 - 2,2
- ниже отм. 90,00м	-	1,6 - 4,4	1,6 - 4,4
- от ПК7+90 до ПК16+04			
- в отм. 99,50 - 90,00м	-	1,5 - 2,2	1,5 - 2,2
- ниже отм. 90,00м (между бермами)	-	1,3 - 2,0	1,3 - 2,0

Изм. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

62

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
ПФУ от ПК0+40 до ПК7+90		Ядро и понур из супесчаных грунтов. «Стена в грунте»: ПК0+07÷ ПК4+63 глубиной от 0,5 до 12,8м	Ядро и понур из супесчаных грунтов. «Стена в грунте»: ПК0+07÷ ПК4+63 глубиной от 0,5 до 12,8м
		ПК4+63÷ ПК6+66 глубиной от 9,9 до 33,7м  ПК6+66÷ ПК7+60 глубиной от 26,9 до 35,7м  ПК7+60÷ ПК7+93 глубиной от 19,0 до 31,5м	ПК4+63÷ ПК6+66 глубиной от 9,9 до 33,7м  ПК6+66÷ ПК7+60 глубиной от 26,9 до 35,7м  ПК7+60÷ ПК7+93 глубиной от 19,0 до 31,5м
ПФУ от ПК7+90 до ПК16+04		Ядро из супесчаных и суглинистых грунтов. «Стена в грунте»: ПК7+93÷ ПК10+04 глубиной от 4,2 до 8,6м  ПК10+04÷ ПК14+50 глубиной от 5,5 до 10,0м  ПК14+50÷ ПК16+04 глубиной от 4,4 до 22,0м	Ядро из супесчаных и суглинистых грунтов. «Стена в грунте»: ПК7+93÷ ПК10+04 глубиной от 4,2 до 8,6м  ПК10+04÷ ПК14+50 глубиной от 5,5 до 10,0м  ПК14+50÷ ПК16+04 глубиной от 4,4 до 22,0м

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1



Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30

**1.2 Правобережная каменно-земляная плотина во II понижении**  
(объект реконструкции):

Отметка гребня плотины	м	99,50	99,50
Максимальная высота	м	38,3	38,3
Длина по гребню	м	643,7	643,7
Ширина на отметке гребня	м	10,0	10,0
Максимальная ширина по основанию	м	330,0	330,0
Заложение верхового откоса:	-		
- в отм. 99,50 ÷ 80,00м	-	2,7 - 3,0	2,7 - 3,0
- ниже отм. 80,00м	-	1,1 - 2,6	1,1 - 2,6
Заложение низового откоса:	-		
- в отм. 99,50 ÷ 93,00м	-	2,8 - 3,9	2,8 - 3,9
- в отм. 93,00 ÷ 80,00м	-	4,1 - 7,0	4,1 - 7,0
- в отм. 80,00 ÷ 77,00м	-	1,7 - 1,9	1,7 - 1,9
- в отм. 77,00 ÷ 73,00м (между бермами пригрузки низового откоса)	-	2,0	2,0
ПФУ		верховая противофиль- трационная призма с понуром из смеси гравийно- галечниковых и супесчаных грунтов.  «Стена в грунте»: ПК8+82÷ ПК14+56 глубиной от 1,5 до 7,0м	верховая противофиль- трационная призма с понуром из смеси гравийно- галечниковых и супесчаных грунтов.  «Стена в грунте»: ПК8+82÷ ПК14+56 глубиной от 1,5 до 7,0м

**1.3 Левобережная каменно-земляная плотина**

Отметка гребня плотины	м	99,50	99,50
Максимальная высота	м	25,0	25,0
Длина по гребню	м	1206,0	1206,0
Ширина плотины на отметке гребня	м	7,0÷15,0	7,0÷15,0
Максимальная ширина плотины по основанию	м	155,0	155,0
Заложение верхового откоса:			
- в отм. 99,50÷83,20м	-	от 1,8 до 2,7	от 1,8 до 2,7
- ниже отм. 83,20м	-	от 1,5 до 3,8	от 1,5 до 3,8

Изм. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

64

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
<b>Заложение низового откоса:</b>			
- в отм. 99,50÷92,20м	-	от 1,9 до 2,0	от 1,9 до 2,0
- ниже отм. 92,20м	-	от 1,4 до 1,7	от 1,4 до 1,7
ПФУ в I и во II понижении		Экран (I понижение), экран и понур (II понижение), из супесчано-суглинистых грунтов.  «Стена в грунте»: ПК0+17,5÷ПК10+26,6 глубиной от 2,5 до 11,0м	Экран (I понижение), экран и понур (II понижение), из супесчано-суглинистых грунтов.  «Стена в грунте»: ПК0+17,5÷ПК10+26,6 глубиной от 2,5 до 11,0м
ПФУ в III понижении		экран и понур из супесчано-суглинистых грунтов	экран и понур из супесчано-суглинистых грунтов

**1.4 Правобережная каменно-земляная плотина в III понижении:**

Отметка гребня плотины	м	99,50	99,50
Максимальная высота	м	17,0	17,0
Длина по гребню	м	721,0	721,0
Ширина на отметке гребня	м	8,5-15,5	8,5-15,5
Максимальная ширина по основанию	м	145,0	145,0
<b>Заложение верхового откоса:</b>			
- в отм. 99,50÷88,30м	-	от 2,3 до 3,1	от 2,3 до 3,1
- ниже отм. 88,30м	-	1,2	1,2
<b>Заложение низового откоса:</b>			
- в отм. 99,50÷95,00м	-	2,2	2,2
- ниже отм. 95,00м	-	от 1,8 до 2,5	от 1,8 до 2,5
ПФУ		Ядро и понур из супесчано-суглинистых грунтов. «Стена в грунте в ПК0-09,4÷ПК6+77,8 глубиной от 1,3 до 10,0м	Ядро и понур из супесчано-суглинистых грунтов. «Стена в грунте в ПК0-09,4÷ПК6+77,8 глубиной от 1,3 до 10,0м

Изм. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
				Дата

2220-ПЗ1.1

Лист  
65

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30

### 1.5 Поверхностный водосброс с водосливом и быстротоком:

<b>Водослив</b>			
Длина по гребню	м	88,8	88,8
Ширина по гребню	м	32,78	32,78
Максимальная высота	м	45,0	45,0
Отметка гребня	м	99,50	99,50
Отметка порога водослива	м	79,00	79,00
Длина водослива по потоку	м	46,0	46,0
Количество пролетов водослива	шт.	4	4
Ширина водосливного пролета	м	16,0	16,0
Количество затворов (основной/ремонтный)	шт.	4/1	4/1
Габариты затвора	м	16,0x17,0	16,0x17,0
Пропускная способность водосброса при НПУ	м <sup>3</sup> /с	7 600	7 600
Пропускная способность водосброса при ФПУ	м <sup>3</sup> /с	9 240	9 240
Пропускная способность водосброса при УМН	м <sup>3</sup> /с	8 020	-
<b>Быстроток с носком-трамплином</b>			
Ширина лотка быстротока	м	76,0	76,0
Длина лотка быстротока с носком-трамплином по потоку	м	168,0	168,0
Уклон верхней/нижней части		0,012/0,269	0,012/0,269
Отметка дна начала быстротока	м	61,50	61,50
Отметка верха носка-трамплина	м	46,150	46,150
Отметка основания концевого участка носка-трамплина	м	41,00	41,00

### 1.6 Водоприемник ГЭС

Длина по гребню	м	136,5	136,5
Ширина по гребню		29,0	29,0
Максимальная высота	м	48,5	48,5
Отметка гребня	м	99,50	99,50
Отметка порога водоприемника	м	58,00	58,00
Количество отверстий водоприемника	шт.	5	5
Размеры водоприемного отверстия	м	15,5x15,5	15,5x15,5
Количество затворов (основной/ремонтный)	шт.	5/1	5/1
Габариты затвора (основной/ремонтный)	м	14,0x10,3 / 15,5x10,3	14,0x10,3 / 15,5x10,3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

66

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
Количество сороудерживающих решеток	шт.	5	5
Габариты решетки	м	16,0x13,0x3,0	16,0x13,0x3,0
<b>1.7 Напорные водоводы</b>			
Длина водовода	м	130,0	130,0
Диаметр водовода (внутренний)	м	7,0	7,0
Количество водоводов	шт.	5	5
<b>1.8 Здание ГЭС с 2-мя монтажными площадками:</b>			
Длина бетонного массива подземной части здания ГЭС	м	170,26	170,26
Длина здания ГЭС по потоку	м	38,1	38,1
Максимальная высота здания ГЭС	м	29,1	29,1
Ширина агрегатного блока	м	21,0	21,0
Отметка оси спиральной камеры	м	30,50	30,50
Отметка низа отсасывающей трубы	м	16,475	16,475
Количество ремонтных затворов отсасывающих труб	шт.	10	10
Габариты ремонтного затвора	м	7,5x6,5	7,5x6,5
Отметка монтажной площадки	м	40,60	40,60
Отметка машинного зала	м	40,60	40,60
Основные размеры машинного зала (в осях)	м	24,0x157,50	24,0x157,50
Высота шатра машинного зала	м	17,7	17,7
Количество агрегатов	шт.	5	5
Тип турбины	-	PO-75/7286-ВМ-510	PO-75/7286-ВМ-510
Диаметр рабочего колеса	м	5,1	5,1
<b>2. Водохозяйственные характеристики гидроузла:</b>			
<b>Параметры водохранилища:</b>			
Нормальный подпорный уровень (далее – НПУ)	м	95,00	95,00
Минимальный допустимый уровень, уровень мертвого объема (далее – УМО)	м	75,00	75,00
Форсированный подпорный уровень (далее – ФПУ)	м	-	97,30
Уровень максимального наполнения при пропуске половодья вероятностью превышения 0,1% (далее – УМН)	м	95,60	-

Взам. инв. №  
 Подп. и дата  
 Инв. № подл.

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

67

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
Площадь зеркала водохранилища при НПУ	км <sup>2</sup>	558,1	558,1
Площадь зеркала водохранилища при УМО	км <sup>2</sup>	211,4	211,4
Площадь зеркала водохранилища при ФПУ	км <sup>2</sup>	-	622,1
Площадь зеркала при уровне максимального наполнения 95,60м при пропуске половодья вероятностью превышения 0,1%	км <sup>2</sup>	574,8	-
Полная статическая емкость водохранилища при УМО (мертвый объем)	млн м <sup>3</sup>	2662	2662
Полная статическая емкость водохранилища при НПУ (полный объем)	млн м <sup>3</sup>	9962	9962
Полезный объем водохранилища при НПУ, представляющий собой разницу между полным и мертвым объемами	млн м <sup>3</sup>	7300	7300
Полная форсированный объем водохранилища, полная статическая емкость водохранилища при ФПУ	млн м <sup>3</sup>	-	11320
Полная статическая емкость водохранилища при уровне максимального наполнения 95,60м при пропуске половодья вероятностью превышения 0,1%	млн м <sup>3</sup>	10304	-
Объем форсировки водохранилища, статическая емкость водохранилища между отметками отметок ФПУ и НПУ	млн м <sup>3</sup>	-	1358
Объем форсировки водохранилища в пределах отметок 95,60 и 95,00м	млн м <sup>3</sup>	342	-
<b>Расходы воды:</b>			
<i>Естественные</i>			
Средний многолетний сток р. Курейки в створе Курейского гидроузла за расчетный ряд	м <sup>3</sup> /с	642	642
Максимальный наблюдаемый мгновенный расход	м <sup>3</sup> /с	12100 (15.06.1990)	12100 (15.06.1990)

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
Максимальный среднесуточный расчетный вероятностью превышения 0,1%	м <sup>3</sup> /с	13500	13500
Максимальный среднесуточный расчетный вероятностью превышения 1%	м <sup>3</sup> /с	11000	11000
<b>Зарегулированные</b>			
Расчетный средний многолетний расход в нижнем бьефе	м <sup>3</sup> /с	639	639
Поверочный расчетный максимальный расход 0,1% обеспеченности в нижнем бьефе	м <sup>3</sup> /с	9170/9135*	9487/9366*
Основной расчетный максимальный расход 1% обеспеченности в нижнем бьефе	м <sup>3</sup> /с	8381/8147*	8509/8386*
Полный расход ГЭС при работе всех агрегатов установленной мощностью и расчетном напоре	м <sup>3</sup> /с	1170	1170
Среднесуточный санитарный попуск	м <sup>3</sup> /с	140	140
*в числителе приведены значения при полном использовании пропускной способности гидроузла (5 гидроагрегатов и 4 пролета); в знаменателе – при неполном использовании пропускной способности гидроузла (4 гидроагрегата и 4 пролета водосброса - п.8.29 СП58.13330.2019)			
<b>Расчетные уровни воды в нижнем бьефе гидроузла:</b>			
Уровень воды при среднемноголетнем расходе воды	м	30,24	30,24
Расчетный максимальный уровень воды в нижнем бьефе при пропуске половодья 0,1%	м	36,52/36,50*	36,68/36,62*
Расчетный максимальный уровень воды в нижнем бьефе при пропуске половодья 1%	м	36,11/35,99*	36,18/36,11*
Уровень воды при полном расходе ГЭС при работе всех агрегатов установленной мощностью и расчетном напоре	м	31,02	31,02
Уровень воды при среднесуточном санитарном попуске	м	29,01	29,01
<b>3. Водноэнергетические характеристики ГЭС</b>			
<b>Напоры:</b>			

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение	
		при работе с ограничением по наполнению УМН=95,60	постоянная эксплуатация при ФПУ=97,30
Максимальный статический	м	65,50	65,50
Минимальный нетто	м	43,20	43,20
Расчетный по мощности	м	57,00	57,00
<b>Мощности:</b>			
Количество гидроагрегатов	шт.	5	5
Номинальная мощность гидроагрегата	МВт	120	120
Установленная мощность ГЭС	МВт	600	600
<b>Выработка электроэнергии:</b>			
средняя многолетняя	млн. кВт ч	2584	2601

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

70

### 13 Сведения о разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия в проекте реконструкции гидротехнических сооружений Курейской ГЭС не разрабатывались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			





## 15 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов сооружений

Целью проведения расчетов являлось обоснование принятых конструктивных решений исходя из условия обеспечения требуемого запаса прочности и устойчивости.

Расчетное обоснование включает в себя:

- моделирование напряженно-деформированного состояния с учетом этапности возведения;
- оценку общей устойчивости сооружения;
- моделирование фильтрационного режима системы «сооружение-основание»;
- определение действующих градиентов напора;
- оценку общей прочности противofильтрационных элементов (ядра, экрана, понура и «стены в грунте»).

При выполнении работ по расчетному обоснованию использовался программный комплекс PLAXIS 2D.

PLAXIS 2D – специализированный конечно-элементный программный комплекс, используемый для решения прикладных задач инженерной геотехники. Позволяет учитывать нелинейное поведение грунтов (модель Мора-Кулона, модель упрочняющегося грунта, модель ползучести грунта, модель Cam-Clay, модель Хёка-Брауна), упругопластическое поведение конструктивных элементов, а также выполнять моделирование стандартных лабораторных испытаний грунта. Программный комплекс использовался для определения напряженно-деформированного состояния грунтовой плотины и основания, оценки устойчивости откосов и решения задач стационарной и нестационарной фильтрации. С помощью данной программы проводилось определение напряженно-деформированного состояния грунтовой плотины, оценка общей устойчивости и фильтрационной прочности.

Построение расчетных моделей проводилось с учетом инженерно-геологических условий. При определении напряженно-деформированного состояния для моделирования механического поведения грунтов, использовалась упругопластическая модель Мора-Кулона, описываемая характеристиками деформируемости грунта: модулем Юнга «E» и коэффициентом Пуассона « $\nu$ » и

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

прочностными характеристиками грунта: углом внутреннего трения « $\varphi$ » и сцеплением « $c$ ».

Для моделирования бетонных элементов использовалась линейно-упругая модель, описываемая характеристиками деформируемости: модулем Юнга « $E$ » и коэффициентом Пуассона « $\nu$ ».

Для расчета устойчивости использовалась процедура «*Phi-c reduction*» (снижение « $\varphi$ » и « $c$ »), согласно которой коэффициент надежности (устойчивости) принимается как отношение реального сопротивления грунта сдвигу к минимальному сопротивлению сдвига, обеспечивающему предельное равновесие.

При построении геометрической модели рассматривалась расчетная область, включающая в себя сооружение и активную зону грунтового основания. Размеры расчетной области выбирались из условия минимизация влияния указанных условий непосредственно на конструкцию.

Определение параметров фильтрационного потока проводилось из решения задачи стационарной, а также нестационарной фильтрации в случае аварийной сработки УВБ.

При выполнении расчётов в качестве нагрузок и воздействий учитывались:

- собственный вес грунтов основания;
- собственный вес сооружения;
- гидростатическое давление;
- противодействие (на бетонные элементы);
- активное поровое давление;
- колесная нагрузка на гребень плотины в период эксплуатации;
- нагрузка от строительной техники в период выполнения «стен в грунте».

Расчеты выполнялись в соответствии с требованиями:

СП 52.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения»;

СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов»;

СП 23.13330.2018 «Основания гидротехнических сооружений».

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## 16 Обоснование возможности осуществления реконструкции по этапам строительства

Реконструкция сооружений Курейской ГЭС осуществляется в условиях действующего объекта в соответствии с календарным планом строительства (см. чертеж №2220-27-1-ПОС.ПГР, том 6.2, №2220-ПОС1).

Общая продолжительность работ по реконструкции составляет 17 месяцев (продолжительность строительства 14 месяцев, 3 месяца перерыва в работах, связанного с суровыми природно-климатическими условиями).

Ведение строительно-монтажных работ предусмотрено последовательно без разбивки на этапы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

**17 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения**

В процессе реконструкции гидротехнических сооружений гидроузла необходимость сноса зданий и сооружений, переселение людей, перенос сетей инженерно-технического обеспечения отсутствует.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	
1	-	Зам	18-23-01	04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.
				2220-ПЗ1.1
				Лист
				76

## 18 Соответствие проектной документации нормам и правилам

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с заданием на разработку проектной документации, нормами проектирования гидротехнических сооружений, техническими регламентами, санитарными правилами организации технологических процессов и гигиеническими требованиями к производственному оборудованию, строительными нормами и правилами, действующими в настоящее время на территории Российской Федерации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		18-23-01
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

**Приложение А**  
**Приказ №273 от 21.05.2003г. и Акт Центральной комиссии по приемке**  
**в эксплуатацию Курейского гидроэнергетического комплекса**



РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ  
**«ЕЭС РОССИИ»**

**ПРИКАЗ**

21.05.2003

Москва

№ 273

Об утверждении акта Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» по приемке в эксплуатацию Курейской ГЭС в п. Светлогорск Красноярского края

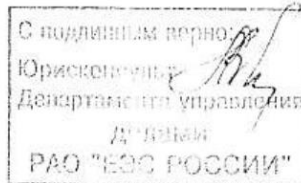
В соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» от 29.04.2002 № 238 предъявлена к приемке в эксплуатацию законченная строительством и монтажом Курейская ГЭС установленной проектной мощностью 600 МВт с пятью гидроагрегатами номинальной мощностью 120 МВт.

Акт Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» о приемке в эксплуатацию законченного строительством объекта Курейской ГЭС подписан 8 мая 2003 г. и представлен руководству РАО «ЕЭС России».

**ПРИКАЗЫВАЮ:**

Утвердить Акт Центральной приемочной комиссии РАО «ЕЭС России» по приемке в эксплуатацию законченного строительством объекта мощностью 600 МВт Курейской ГЭС.

Председатель Правления



А.Б.Чубайс

Рассылается: 2.2; 3, Курейской ГЭС, ОАО «Таймырэнерго», ОАО «Ленгидропроект», ОАО «Институт Гидропроект», ОАО «Красноярскгидропроект», Администрация г. Игарка, Администрация Красноярского края.

Оверченко 220-42-74

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.

2220-ПЗ1.1

РАО «ЕЭС России»

**Утверждаю:**

**Председатель Правления РАО «ЕЭС России»**

**А.Б. Чубайс**

Центральная комиссия  
по приемке в эксплуатацию Курейского  
гидроэнергетического комплекса

**АКТ**  
**приемки в эксплуатацию законченного строительством**  
**Курейского гидроэнергетического комплекса**  
**на реке Курейке**



п. Светлогорск  
Красноярского края

2002 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

79



**АКТ**  
**приемки в эксплуатацию законченного строительством**  
**гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС**  
**на реке Курейке**

п. Светлогорск

Красноярского края

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2002г.

Центральная комиссия по приемке в эксплуатацию гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС, назначенная приказом Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» от 29.04.2002 г. № 238 в составе:

Копсов А.Я.	директор по строительству объектов генерации РАО «ЕЭС России» (председатель комиссии)
Кузнецов В.А.	первый заместитель начальника Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России» (заместитель председателя)
Бардюков В.Г.	директор Курейской ГЭС - филиала ОАО «Таймырэнерго»
Бурханов А.С.	технический инспектор труда Красноярского краевого комитета «Электропрофсоюз»
Билев Е.А.	генеральный директор ОАО «Трест Гидромонтаж»
Болдырев А. И.	начальник ПТО ЗАО ТП «Гидроэлектромонтаж»
Гришин В.А.	главный инженер проекта Курейской ГЭС института ОАО «Красноярскгидропроект»
Гуцин М.Ю.	главный специалист Департамента экономического планирования и анализа
Давыдов И.А.	главный инженер ОАО «Красноярскгидропроект»
Демчук А.С.	генеральный директор ОАО «Таймырэнерго»
Дильтаев С.Н.	главный специалист Департамента управления капиталом

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01	04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.
				Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

80

Дорошенко Н.В.	инспектор по охране труда государственной инспекции труда по Красноярскому краю
Дудкин О.В.	заместитель начальника Департамента экономики холдинга и дочерних обществ
Иванов Г.В.	директор ООО «Таймыр-Гидроспецстрой»
Комаров С.Ю.	заместитель начальника Управления государственной противопожарной службы ГУВД по Красноярскому краю
Копытов В.Л.	начальник отдела инженерно-технических мероприятий Главного управления по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций
Макаров Б.Н.	главный инженер ОАО «Таймырэнерго»
Мальцев Ю.М.	начальник отдела государственной экологической экспертизы Комитета природных ресурсов по Красноярскому краю МПР России
Мельцайкин В.В.	заместитель начальника Енисейского бассейнового водного управления МПР России
Милицин А.П.	заместитель начальника Управления Енисейского округа Госгортехнадзора России
Миронов В.Я.	начальник отдела Департамента перевооружения и совершенствования энергоремонта
Новоженин В.Д.	главный инженер ОАО «Институт Гидропроект»
Петренко А.М.	специалист 1 категории Департамента финансового контроля и прогнозирования
Порецков А.П.	начальник бюро крупных гидротурбин ОГК АО «Тяжмаш»
Сокол С.М.	заместитель Губернатора Красноярского края по топливно-энергетическому комплексу
Свирид А.К.	руководитель группы сервисных услуг ОАО НПО «ЭЛСИБ»
Смирнова Е.Г.	начальник инспекции ГАСН, главный архитектор г. Игарки
Станкевич В.Л.	директор по производству ОАО «Спец гидроэнергомонтаж»
Степанов Д.А.	заведующий отделом СП и КТБ «Ленгидросталь»

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23	
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
2220-ПЗ1.1						Лист
						81

Тарнопольский В.Г.	начальник промышленной электрической инспекции «Красноярскгосэнергонадзор»
Химич Ю.Г.	главный специалист Департамента управления капитальным строительством и реконструкцией
Чернышев А.М.	главный врач Центра Госсанэпиднадзора в г. Игарке Красноярского края
Шахов Н.А.	заведующий сектором ОАО «СибНИИГ»
Шишов И.Н.	главный инженер проекта ООО «СПИИ «Гидроспецпроект»
Шиян В.В.	начальник отдела развития и инвестиций ОАО «Сибирьэнерго»
Юдина Г.П.	ведущий специалист Департамента инвестиционной политики.

руководствуясь правилами, изложенными в СНиП 3.01.04-87, приказом РАО «ЕЭС России» от 6.12.94 г. № 328 о порядке приемки в эксплуатацию законченных строительством энергетических объектов, подробно ознакомившись с технической и отчетной финансовой документацией, и сооружениями гидроэнергетического комплекса на месте строительства **установила:**

1. Открытым акционерным обществом «Таймырэнерго» и его филиалом - Курейской ГЭС на основании приказа РАО «ЕЭС России» от 29.04.2002 г. № 238 предъявлен к приемке в эксплуатацию законченный строительством и монтажом **гидроэнергетический комплекс** в составе: **Курейской гидроэлектростанции, установленной мощностью 600 тыс. кВт с 5 гидроагрегатами единичной мощностью 120 тыс. кВт совместно с гидротехническими сооружениями, вспомогательными объектами, водохранилищем, объектами нижнего бьефа, с устройствами выдачи электроэнергии, релейной защиты, автоматики, телемеханики, АСУ и связи, объектами производственной инфраструктуры, жилья и соцкультбыта пос. Светлогорска и одноцепной ВЛ 220кВ Игарка-Курейская ГЭС, длиной 115,8 км, с ПС «Игарка» и ГПП 220/35/6кВ.**  
Перечень объектов гидроэнергетического комплекса приведен в прилож. №1.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23	Лист 82
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
2220-ПЗ1.1						

**Курейский гидроэнергетический комплекс** расположен на севере Красноярского края на землях Туруханского района, административно входит в муниципальное образование г.Игарка. Курейская ГЭС находится на 101 км от впадения р.Курейки в р. Енисей, в 40 км севернее Полярного круга. Выдача мощности Курейской ГЭС осуществляется на напряжении 220 кВ по линиям электропередачи: одноцепной ВЛ 220 кВ Усть-Хантайская ГЭС – Игарка – Курейская ГЭС и двухцепной ВЛ 220кВ Курейская ГЭС – Норильск. Курейская гидростанция совместно с ранее построенной Усть-Хантайской ГЭС образуют замкнутую энергосистему, не связанную с единой энергосистемой страны. Назначение энергосистемы - электроснабжение Норильского, Игарского и Дудинского промышленных районов. В Норильской энергосистеме удельный вес гидравлических станций составляет около 50%.

Курейский гидроузел выполняет в энергообъединении следующие функции:

-производство и выдачу в систему активной и реактивной мощности и энергии;

-сезонного регулирования частоты и аварийного резерва системы;

-обеспечение судоходства в нижнем бьефе гидроузла для вывоза руды Курейского графитового рудника и северного завоза материалов и продовольствия в п.Светлогорск в течение навигационного периода (июнь-август).

**В состав предъявленного к приемке гидроэнергетического комплекса входят:**

- **Русловая, правобережная и левобережная плотины** из местных материалов, создающие совместно с бетонными сооружениями водосброса и водоприемника напорный фронт гидроузла:

Русловая каменно-земляная плотина. Максимальная высота 79м, длина по гребню 1576 м, имеет суглинистое ядро, переходные зоны из песчано – гравийного грунта, боковые призмы из скального грунта, понур из суглинка на участке правобережного понижения, верховой откос закреплен камнем.

Правобережная каменно-набросная плотина. Перекрывает два локальных понижения, максимальная высота 36м, длина по гребню 1293 м. Верховой откос

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

83

закреплен камнем. Плотина во втором понижении однородная из песчано-гравийного грунта, с верховой противofильтрационной призмой. В третьем понижении – суглинистое ядро, боковые призмы из песчано – гравийного грунта.

Левобережная каменно-земляная плотина. Максимальная высота 24,5 м, длина по гребню 1133 м. Имеет суглинистый экран, переходящий в понур, переходные зоны из песчано-гравийного грунта, упорная призма из скального грунта, верховой откос закреплен камнем.

**-Поверхностный водосброс.** Располагается в скальной выемке левого берега. Имеет четыре водосливных пролета шириной по 16 м, водослив практического профиля, быстроток шириной лотка 76 м, длиной 168 м, носок – трамплин, затворохранилище. Оборудован четырьмя плоскими колесными затворами (плюс аварийно-ремонтный, хранится в затворохранилище). Для обслуживания оборудования и затворов используется козловой кран г/п 2х250+10 тс.

**-Водоприемник** деривационный, глубинный береговой. Имеет пять отверстий 15,5х15,5 м, щитовое помещение длиной 115 м с металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из трехслойных металлических панелей. Затворы аварийно-ремонтные, плоские, скользящие секционные предназначены для перекрытия отверстий турбинных водоводов под напором. Сорудерживающие решетки предотвращают попадание плавающего мусора и топляка к турбинам. Здание оборудовано двумя мостовыми кранами г/п 250/20 тс.

**-Напорные водоводы (5шт),** протяженностью 130м каждый, диаметром 7м. Имеет бетонную обделку толщиной 0,45м и стальную облицовку на участках примыкания к зданию ГЭС.

**-Здание ГЭС.** Прислонного типа, размещено в глубокой скальной выемке. Оборудовано 5 турбинами РО 75/728<sup>б</sup> - ВМ-510 и генераторами типа СВ 1130/140 – 48УХЛ4. Машинный зал, длиной 154м, имеет агрегатный блок шириной 21м, и две монтажные площадки левобережную и правобережную, выполненные на одном уровне с машинным залом. Маслонапорные установки расположены на промежуточных площадках между машинным залом и генераторным этажом. Для монтажа оборудования установлены два мостовых крана г/п 250/63/5 тс. Подкрановые конструкции и несущий каркас машзала – стальные, стены – кирпичные, перекрытия - сборные ж/б плиты.

Основной комплекс вспомогательного оборудования смонтирован в блоке левобережной монтажной площадки. Здесь размещаются: компрессорная, помещение воздухосборников, трансформаторная яма, станционное маслохозяйство, электростанция, насосная осушения, канализационная насосная, вентиляционные.

Отсасывающие трубы гидротурбин – бетонные, изогнутые, высотой 13,26м, длиной 25,5м каждая, с разделительными бычками. Манипулирование

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

84

затворами отсасывающих труб выполняется с помощью козлового крана г/п 100 т.с.

Главные трансформаторы (5шт.) типа ТЦ 160000/220кВ и 2 трансформатора собственных нужд ТДНС 10000/35кВ размещаются над отсасывающими трубами вдоль машинного зала на трансформаторной площадке.

**-Отводящий канал** длиной 170м и шириной 101м расположен в скальной выемке с частичной облицовкой бетоном.

**-Строительный туннель** длиной 220 м выполнен для пропуска расходов воды в период строительства. В настоящее время перекрыт бетонной пробкой, оборудование демонтировано.

**-Административно-производственный корпус (АПК)** – кирпичный, пятиэтажный с подвальными помещениями, примыкает к зданию ГЭС. В нем размещаются: центральный пульт управления, мастерские, столовая, бытовые и служебные помещения. С центрального пульта производится управление и контроль за режимами всех элементов главной схемы и режимом ГЭС в целом, осуществляется связь с центральным пультом управления системы, расположенным на Усть – Хантайской ГЭС.

**-Открытое распределительное устройство (ОРУ) 220кВ со вспомогательным корпусом** расположено на левом берегу р. Курейки. Связано со зданием ГЭС и АПК кабельным туннелем и шахтой с кабельными и трубными отсеками, оборудованными системой пожаротушения. Оборудование размещено на бетонных фундаментах и металлических опорах. Здание вспомогательного корпуса выполнено из кирпича, в нем установлены релейные щиты, панели автоматики и сигнализации высоковольтного оборудования, аккумуляторная батарея. На территории ОРУ находится мастерская по ремонту высоковольтного оборудования.

ОРУ 220кВ выполнено по схеме 3/2 (по три выключателя на два присоединения). Схема надежна в эксплуатации и оптимальна с точки зрения проведения ремонтов.

**-Главные понизительные подстанции ГПП-1 220/35/6кВ и ГПП-2 220/6–6кВ с заходами ВЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ (Л 211, Л 212),** предназначенные для электроснабжения объектов производственной базы, поселка и центральной электростанции. Содержание двух, рядом расположенных подстанций, ГПП-1 мощностью 2х25 МВа и ГПП-2 мощностью 2х63 МВа, в связи с сокращением производственной базы и жилого сектора нецелесообразно из-за резкого сокращения нагрузок на подстанции. Необходимо ликвидировать ГПП-1, расширить ЗРУ 6кВ ГПП-2 для установки дополнительных ячеек и перевести всех потребителей на ГПП-2.

**-Сети электроснабжения промбазы и поселка** представлены линиями электропередачи 35-6 кВ. ВЛ 35кВ ГПП 220/35/6кВ - ПС 35/6 кВ в

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

85



поселковой водоочистной станции. Трубопроводы надземной прокладки выполнены из стальных сварных труб в теплоизоляционной оболочке, проложенных по металлическим опорам. Откачка сточных вод производится на очистные сооружения поселка по стальным напорным трубопроводам.

**-Теплые стоянки техники и автотранспорта, мастерские для размещения ремонтных служб и обслуживающих хозяйств** (производственная база УС «Курейгэстрой»). Здания, в основном, с металлическим каркасом на свайных и бетонных столбчатых фундаментах, с ограждающими конструкциями из панелей типа «сэндвич».

**-Аэропорт «Пелядка»** расположен в 18 км от поселка, предназначен для приема самолетов типа Ан-2, АН-24, Як-40 и вертолетов. Взлётно-посадочная полоса из сборных ж/бетонных плит (ПАГ). Оснащена светосигнальным оборудованием. Здание вокзала кирпичное. Авиатранспорт играет важную роль в жизнеобеспечении поселка, являясь основным связующим звеном с «материком». Круглогодично авиация доставляет в поселок срочные технические грузы, продукты питания, осуществляет пассажирские перевозки, санитарные рейсы. Аэропорт введен в постоянную эксплуатацию в ноябре 2001г. Эксплуатация осуществляется собственными силами Курейской ГЭС.

**-Причал на реке Курейке** расположен на 86 км от устья р.Курейки в нижнем бьефе гидроузла, в 12 км от створа ГЭС. Обеспечивает прием грузов в короткий период летней навигации. Разгрузка производится стационарным краном КБГС-450 и передвижными кранами.

**-База ГСМ ёмкостью 5000 тонн** предназначена для хранения годовых запасов дизельного топлива, бензина и масел. Завоз осуществляется один раз в год в период навигации. Расположена на левом берегу на 86 км от устья р. Курейки, в 12 км от створа ГЭС.

**-Территория гидроэлектростанции и производственной базы, автодорога ГЭС-поселок.** Площадки и дороги выполнены из насыпного скального и песчано-гравийного грунта с частичным покрытием из монолитного бетона.

**-Объекты жилья, соцкультбыта и коммунального хозяйства:**

Поселок Светлогорск расположен на левом берегу р.Курейки, в 1,5 км от реки и в 200 м от левобережной плотины. Поселок состоит из двух частей: кирпичной застройки поселка эксплуатационников и примыкающей к ней деревянной застройки временного поселка строителей.

Численность населения поселка на момент приемки в эксплуатацию Курейского гидроузла составляет 1459 человек, из них в постоянном поселке проживает 1067 человек, во временном 392 человека.

Кирпичная застройка представлена 2-5 этажными жилыми домами, общей жилой площадью 25 283,6 кв.м, и объектами социальной инфраструктуры. Территория постоянного поселка благоустроена. В состав поселка входят:

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

87



жилые дома (80 кв.-4, 48 кв.-1, 33 кв.-1, 24 кв.-1, 9 кв.- 1, 2эт. коттеджи-3 шт.), школа на 392 учащихся, клуб на 580 мест, больница на 90 коек с поликлиникой, детсад на 280 мест, здание администрации поселка, баня на 10 мест, хлебопекарня, магазины.

Деревянная застройка состоит из 2эт. брусчатых домов, домов типа УГПД-2Э и ЭЖИП. Численность поселка во время пика строительства гидроузла составляла 8 460 человек, общая жилая площадь застройки - 46 620 кв.м. На 01.08.2002г. во временном поселке числятся: брусчатые 2эт. дома (216 кв.) - 8102 кв.м, дома УГПД-2Э (80 кв.) - 3600 кв.м, дома ЭЖИП (19 кв.) - 1644 кв.м, всего 13 346 кв.м. жилой площади. Большая часть жилых домов и объектов поселка строителей ликвидированы в связи с сокращением численности строительного персонала, невозможностью их дальнейшего использования на месте и экономической нецелесообразностью транспортировки на новые площадки.

В северо-западной части поселка расположены: центральная электростанция мощностью 44,86 Гкал/час, водоочистная станция мощностью 3200 куб.м/сутки, баня, пекарня. Теплоснабжение поселка, подача холодной и горячей воды осуществляется по стальным трубопроводам надземной прокладки с усиленной теплоизоляцией. В 1999-2002г.г. выполнена полная реконструкция магистральных и внутриквартальных сетей ТВК поселка.

Сброс фекальных вод производится на очистные сооружения мощностью 1800 куб.м в сутки, расположенные в 2,5 км ниже створа ГЭС.

Большая часть жилых домов и объектов коммунального, культурного и социального назначения закончены строительством и переданы с баланса Курейской ГЭС в муниципальную собственность.

В составе незавершенного строительства находятся: 2кв. дом, жилые дома №29 (32кв), №34 (24кв), пристройка к детскому саду, реконструкция центральной электростанции (все объекты в стадии завершения строительства).

Строительство нового жилья для людей, переселяемых из подлежащих ликвидации деревянных домов, не планируется в связи с прогнозируемым уменьшением численности населения поселка по причинам отъезда пенсионеров на «материк» и сокращения непромышленного персонала. Эксплуатационный персонал гидроузла, в основном, обеспечен жильем и объектами социально - бытового назначения. В поселке недостаточно спортивных сооружений (нет стадиона, бассейна).

Перечень объектов, переданных на баланс другим организациям, приведен в приложении к акту №13.

2. Строительство Курейского гидроэнергетического комплекса осуществлялось генеральным подрядчиком Управлением строительства

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

88

«Курейгэсстрой» (в дальнейшем ПСЭО «Курейгэсстрой»). С 1998г. в связи с ликвидацией ПСЭО «Курейгэсстрой» функции генподрядчика выполнялись филиалом ОАО «Таймырэнерго» - Курейской ГЭС, являющимся правопреемником ПСЭО «Курейгэсстрой». Генподрядчиком выполнены подготовительные, общестроительные и сантехнические работы по гидроузлу и поселку, все виды работ по сооружению линий электропередачи напряжением 6-35-220 кВ.

С 1984г. строительство Курейской ГЭС в порядке экономического эксперимента осуществлялось «под ключ» (приказ Минэнерго СССР от 19.09.1984г. №369), при этом функции заказчика были переданы генподрядчику УС «Курейгэсстрой».

Субподрядными организациями, входящими в состав Минэнерго СССР, выполнены:

-Таймырским специализированным управлением «Гидроспецстрой» – буровзрывные, подземные горно – проходческие и бетонные работы, установка анкеров, крепление горных выработок.

-Красноярским монтажным управлением треста «Гидромонтаж» - арматурные работы, монтаж металлических облицовок напорных водоводов, закладных деталей гидромеханического оборудования, металлоконструкций, гидромеханического оборудования и технологических грузоподъемных механизмов.

-Таймырским монтажным управлением «Гидроэлектромонтаж» - электромонтажные работы по основному и вспомогательному оборудованию объектов Курейской ГЭС.

-Братским монтажным управлением «Спецгидроэнергомонтаж» - монтаж основного и вспомогательного технологического оборудования в здании ГЭС, технологических мостовых кранов водоприемника и машзала.

-Наладочным управлением треста «Гидроэлектромонтаж» - наладочные работы по объектам гидроузла.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

89

- Норильским специализированным управлением по монтажу и наладке средств противопожарной и охранной автоматики и сигнализации Минприбора СССР – комплекс работ по противопожарной автоматике.

3. Проектно – сметная документация на строительство разработана генпроектировщиком Восточно-Сибирским отделением института «Гидропроект» (в настоящее время ОАО «Красноярскгидропроект») и его субподрядными проектными и научно-исследовательскими организациями. Перечень проектных и научно-исследовательских организаций, принимавших участие в разработке проекта гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС, приведен в приложении № 5.

4. Строительство гидротехнического комплекса осуществлялось по индивидуальному проекту с использованием в отдельных случаях типовых и повторно применяющихся проектов (по объектам жилья и производственной базы) в соответствии с утвержденным техническим проектом, шифр 145 ВСО Гидропроекта.

5. Финансирование строительства было открыто в 1975г. на основании решения Совета Министров СССР (протокол заседания Президиума Совета Министров СССР от 28.02.1975г. №9 п.VIII) «Об открытии подготовительного периода строительства Курейской ГЭС на р.Курейке», приказа Минэнерго СССР от 23.05.1975г. № 124 «О начале подготовительного периода строительства Курейской ГЭС, ЛЭП 220 кВ Усть-Хантайская ГЭС-Игарка и ЛЭП 220 кВ Игарка-Курейская ГЭС» и утвержденного технико-экономического обоснования на строительство Курейской ГЭС (решение Минэнерго СССР от 15.09.1975г.)

Сводная смета на строительство первоочередных объектов Курейской ГЭС была утверждена решением Минэнерго СССР от 04.04.1976г. №16 в сумме 35188,5 тыс.руб. и пересматривалась несколько раз до утверждения технического проекта в 1981г. Продолжительность подготовительного периода

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

составила 7 лет. За период 1975-1981г.г. было освоено 12,8% от общего объема капитальных вложений.

Технический проект на строительство Курейской ГЭС с установленной мощностью 600 МВт в соответствии с заключением Главгосэкспертизы Госстроя СССР (письмо № 20/5-142 от 29.09.1981 г.) утвержден приказом Минэнерго СССР от 09.10.1981г. № 148пс. При этом была выделена I очередь строительства мощностью 480 (4x120) МВт со сметной стоимостью 435 млн. руб. (в ценах 1969г.). Титул на строительство Курейской ГЭС открыт в начале 1982г.

Приказом Минэнерго СССР от 26.11.1981г. №172пс утвержден технический проект подсобного хозяйства рабочего снабжения (ПСХ) с объединением сводки затрат на строительство I очереди Курейской ГЭС и ПСХ со сметной стоимостью в сумме 438 млн. руб. Сводка затрат переутверждена в 1988г. в сумме 501,1 млн. руб. в связи с пересчетом в цены 1984 г. и с учетом дополнительных затрат, рассчитанных по решениям Госстроя СССР (приказ Минэнерго СССР от 15.04.1988 г. № 88пс).

Технический проект II очереди (1x120МВт) и объединенная сводка затрат на строительство I и II очереди Курейской ГЭС (5x120 МВт) утверждены приказом Минэнерго СССР от 26.03.1990 г. № 26пс со сметной стоимостью 513,7 млн. руб.

В декабре 1990г. утвержден проект на строительство ВЛ 220кВ Курейская ГЭС-Туруханск и объединенная сводка затрат со сметной стоимостью 582 млн.руб. (приказ Минэнерго СССР от 28.12.1990 №145).

В 1991г. утверждена объединенная сводка затрат на строительство Каскада Курейских ГЭС со сметной стоимостью 967,6 млн. руб. (приказ Минэнерго СССР от 07.06.1991 г. № 34 пс) в составе Курейской ГЭС, линии электропередачи 220 кВ Курейская ГЭС – Туруханск и Нижне-Курейской ГЭС (150МВт). Переутверждена в 1992г. в связи с пересчетом сметной стоимости

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

строительства по уточненным индексам в цены 1991г. в сумме 1283,5 млн.руб. (приказ УС «Курейгэсстрой» от 29.06.92г. №267).

Строительство ВЛ 220 кВ Курейская ГЭС–Туруханск и Нижне-Курейской ГЭС было прекращено в 1993-94г.г. по решению РАО «ЕЭС России», как не перспективное. При этом сметная документация не была пересмотрена и действует на момент приемки в эксплуатацию Курейского гидроэнергетического комплекса.

6. Комиссии предъявлена проектно–сметная и исполнительная документация на строительство объектов и сооружений Курейской ГЭС, ВЛ 220 кВ Игарка-Курейская ГЭС, производственной базы, посёлка и подсобно-вспомогательных объектов, акты приемки в эксплуатацию пусковых комплексов и отдельных объектов, отчеты по испытаниям и исследованиям, технические условия и инструкции по эксплуатации оборудования и сооружений гидроузла и ВЛ, паспорта сооружений и декларации безопасности гидротехнических сооружений, годовые бухгалтерские отчеты, заключения девяти секций Центральной комиссии по приёмке в эксплуатацию гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС.

Перечень документации приведен в приложении №4.

7. Строительно – монтажные работы выполнены в сроки:

-подготовительный период: июнь 1975 г.- декабрь 1982 г.;

-основной (титульный) период: январь 1983 г.- декабрь 2002 г.

В соответствии с проектом организации строительства предусматривался поэтапный ввод гидроагрегатов в составе пусковых комплексов.

Сроки ввода мощностей были установлены решениями Минэнерго СССР:

1986 г.- 240 тыс. кВт, 1987 г.- 240 тыс. кВт, 2000 г.- 120 тыс. кВт.

Ввод пусковых комплексов оформлялся отдельными актами Государственной приемочной комиссии и осуществлен в сроки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

92

№ п/п	Пусковой комплекс	Ед. мощн.	Основн. показате ли ввода	Организация, дата утверждения
1	Гидроагрегат №1 (станц. №5), <i>уст. мощность 120 МВт.</i>	МВт	96	Минэнерго СССР 07.01.1988г.
2	Гидроагрегат №2 (станц. №4) <i>уст. мощность 120 МВт</i>	МВт	90	Минэнерго СССР 07.11.1988г.
3	Гидроагрегат №3 (станц. №3) <i>уст. мощность 120 МВт</i>	МВт	90	Минэнерго СССР 30.12. 1988г.
4	Гидроагрегат №4 (станц. №2) <i>уст. мощность 120 МВт</i>	МВт	100	Минэнерго СССР 29.12.1989г
5	Гидроагрегаты №1-4 <i>(доввод мощностей)</i>	МВт	104	Минэнерго СССР 26.12. 1990г.
6	Гидроагрегат №5 (станц. №1) <i>уст. мощность 120 МВт</i>	МВт	120	РАО «ЕЭС России» 04.01.1995г.
7	ВЛ 220 кВ Игрка-Курейская ГЭС с расширением ПС 220 кВ «Игарка» и ГПП 220/35/6кВ	км	115,8	12.03.1982г.

С момента затопления водохранилища до проектной отметки с января 1995г. все пять гидроагрегатов Курейской ГЭС работают в пределах установленной мощности.

С января 1998г. по декабрь 2002г. Курейский гидроузел находился во временной эксплуатации в связи с незавершенностью строительных работ, а также необходимостью проведения ремонтных работ в соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» от 14.02.1994г. №37 «О мерах повышения надежности эксплуатации Курейской ГЭС».

8. Курейская ГЭС расположена на севере Красноярского края. Суровые природные условия, неосвоенность района, удаленность от промышленных центров, большие паводковые расходы, наличие вечномёрзлых грунтов в

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

93

основании сооружений - далеко не полный перечень обстоятельств, усложнивших проектирование и строительство гидроузла.

Наличие в основании плотин многолетнемерзлых просадочных грунтов, линз и участков с различными фильтрационными характеристиками, высокопроницаемых суффозионных грунтов определили потенциальную опасность по возникновению суффозионных процессов на границе «плотина-основание». Недостаточность исследовательских работ на стадии проектирования и в процессе строительства не позволили в полной мере учесть сложные геологические и климатические условия района строительства в проекте гидроэлектростанции и при разработке технологий возведения грунтовых плотин.

В 1992г. имел место суффозионный вынос грунта на правобережном участке русловой плотины в районе ПК-7. Кроме того, противофильтрационные элементы грунтовых плотин на большей части напорного фронта получили осадку больше проектной величины.

В соответствии с рекомендациями научно-технического совета РАО «ЕЭС России» (протокол №16 от 12.11.1997г.) в 1998-99г, для повышения водонепроницаемости противофильтрационного элемента и основания русловой плотины было выполнено строительство «стены в грунте» на участках в районе ПК 6+65,8 – ПК 7+60 методом секущихся буробетонных свай диаметром 1200мм по проекту ООО «Гидроспецпроект». Общая длина выполненной глубокой (до 35м) «стены в грунте» составляет 95м. Полностью работы планируется закончить в 2003-2004г.г.

В 1999-2002г.г. ведутся работы по строительству в оголовках плотин противофильтрационной «стены в грунте» с отметкой верха 98,5м с целью повышения отметки гребня ядра (экрана), обеспечивающей проектные значения НПУ и ФПУ. К декабрю 2002г. выполнены работы по ремонту оголовков: по русловой плотине на ПК 14+50 – ПК 16+04, полностью по левобережной плотине на ПК 0+17,5 – ПК 10+26,56 и правобережной плотине в третьем

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23	2220-ПЗ1.1					Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						94

понижении на ПК 0 минус 09,38 – ПК 6+77,83. В 2003-2005г.г. предстоит завершить работы по наращиванию отметки противофильтрационных элементов гребня на всем протяжении русловой плотины.

В связи с проведением ремонтных работ по устранению негативных явлений в плотинах Курейской ГЭС отметка НПУ ежегодно, начиная с 1992г. понижается до значений: в 1992-93г.г. 91м, 1994-97г.г. 94,5м, 1998г. 93м, 1999г. 94,5м, 2000- 01г.г. 94.7м и устанавливается ежегодно.

Решения по понижению отметок НПУ, а также оценке состояния плотин к очередному паводку, объемам ремонтных и исследовательских работ по плотинам принимались специально созданной в 1993г. экспертной комиссией с участием проектных и научно-исследовательских институтов: Красноярскгидропроект, СибНИИГ, СПИ «Гидроспецпроект», ВНИИГ им. Б.Е.Веденева, Гидропроект (г.Москва), МГСУ (фирма «Гидротехник»). Указанной комиссией отметка НПУ на 2002г. установлена равной проектной 95м.

Наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений Курейской ГЭС в течение всего периода эксплуатации, комплекс исследовательских и ремонтных работ, выполненных по рекомендации научно-технического совета РАО «ЕЭС России» и экспертной комиссии позволяют сделать следующие выводы:

1) Эксплуатация гидротехнических сооружений Курейской ГЭС до окончания ремонтных работ по противофильтрационным элементам грунтовых плотин возможна при отметке НПУ 95м, соответствующей проекту, и с ограничением ФПУ до отметки 95,6м. Соответствующее решение об изменении или отмене ограничений принимается комиссией по окончании ремонтных работ на основании анализа результатов наблюдений за процессами в «плотине-основании» и оценки их состояния.

2) Для обеспечения безопасной эксплуатации грунтовых плотин необходимо:

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1



- В кратчайшие сроки закончить ремонтные работы в ядре русловой плотины и основании, а также завершить работы по наращиванию противофильтрационного элемента гребня на всем протяжении плотины способом «стена в грунте».
- Продолжить наблюдения за фильтрационными процессами и осадками сооружений с разработкой необходимых мероприятий по ремонту плотин с участием проектных и научно-исследовательских организаций.
- Восстановить утраченную контрольно-измерительную аппаратуру и произвести дооснащение сооружений дополнительной аппаратурой для проведения полноценного наблюдения за состоянием грунтовых плотин и основания.
- Для оценки современного состояния плотин продолжить выполнение комплекса изыскательских работ, согласованных с исследовательскими организациями.

Бетонные сооружения Курейской ГЭС находятся в удовлетворительном состоянии; факторов, способных вызвать нарушение надежности объектов, не выявлено.

9. Работы по подготовке водохранилища и нижнего бьефа выполнены в соответствии с проектом. Ложе водохранилища, все сооружения напорного фронта и станционного узла выполнены в полном объеме и сданы под затопление специальными актами. Лесосводка произведена в проектом объеме до отметки 95.5м. Объемы работ были определены и согласованы всеми заинтересованными организациями. Эксплуатация гидроузла осуществляется в соответствии с «Правилами использования водных ресурсов водохранилища Курейской ГЭС». Техническое состояние и пропускная способность сооружений обеспечивают требования правил эксплуатации водохранилища. Для обеспечения надлежащего контроля за состоянием водохранилища, очистки акватории от плавающей древесины планируется оборудовать гавань

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

служебных катеров, приобрести плавсредства, улучшить гидрометеорологическое обслуживание ГЭС.

Министерство природных ресурсов РФ письмом от 19.11.2002г. № НТ-20-47/6364 возложило эксплуатацию водохранилища Курейской ГЭС на ОАО «Таймырэнерго». ОАО «Таймырэнерго» необходимо не позднее первого полугодия 2003г. сформировать договорные отношения с органом, уполномоченным Министерством природных ресурсов, на эксплуатацию водохранилища, находящегося в федеральной собственности.

**10.** Проектные и строительно – монтажные работы по объектам и сооружениям гидроэнергетического комплекса выполнены в соответствии с проектом, строительными нормами и правилами, и нормативными требованиями. Принятые технические решения опирались на многолетний опыт проектирования гидроэнергетических объектов в СССР.

Строителями были использованы технологии заготовки и зимней укладки глинистых грунтов при отрицательных температурах наружного воздуха. Удачное решение пропуска паводковых вод через строительный туннель позволило своевременно подготовить основание русловой плотины и пропустить следующий паводок поверх недостроенной каменно – набросной плотины, укрепленной с нижнего бьефа бетонной переливной стенкой. При ее возведении был впервые применен укатанный жесткий малоцементный бетон.

В процессе строительства были выполнены дополнительные проектные работы, направленные на ускорение ввода, улучшение эксплуатационных характеристик технологических устройств и условий быта трудящихся (приложение №6).

**11.** Все оборудование гидроэнергетического комплекса: гидромеханическое, электрическое, аппаратура РЗиА и связи спроектировано и изготовлено отечественной промышленностью с учетом климатических условий региона и требований нормативных документов, действовавших на момент проектирования. Оборудование прошло все необходимые испытания и показало

Изм.	1	-	Зам	18-23-01	04.05.23	2220-ПЗ1.1	Лист
							97
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

устойчивую и надежную работу в течение всего срока эксплуатации гидроэлектростанции с 1998г. Перечни и акты испытания оборудования хранятся вместе с актами приемки в эксплуатацию пусковых комплексов.

Характеристика основного оборудования:

-Гидросиловое оборудование включает 5 гидроагрегатов единичной мощностью 120 МВт. На ГЭС установлены вертикальные радиально-осевые турбины РО 75-ВМ-510 производства Сызранского завода тяжелого машиностроения. Зонтичная компоновка с опиранием пяты подпятника на крышку турбины предельно упрощает конструкцию, создает удобные условия для ремонта и обслуживания турбины и генератора. Основные узлы выполнены с достаточным запасом прочности и ремонтпригодности.

Выявленные в процессе эксплуатации конструктивные недостатки устранены силами эксплуатационного персонала Курейской ГЭС по согласованию с заводом-изготовителем (вынос лекажных агрегатов в зону люка спиральной камеры, дополнительная фиксация соединения пальца регулирующего кольца вилки сервомотора, снижение давления в ванне турбинного подшипника).

-Гидрогенераторы типа СВ 1130/140-48 УХЛ4 завода «Сибэлектротяжмаш» вертикального исполнения зонтичного типа, с подпятником, опирающимся на крышку турбины с одним направляющим подшипником. Снабжены водяной системой пожаротушения с дистанционным управлением.

-Главные трансформаторы ТЦ 160000/220 Производственного объединения «Запорожтрансформатор». За период эксплуатации недостатков проекта или дефектов конструкции не выявлено.

Главная схема: на Курейской ГЭС принята блочная схема «генератор-трансформатор» (ГТ) с повышающим трансформатором, присоединенным к генератору через выключатель.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Курейская ГЭС по проекту является автоматизированной станцией с постоянным дежурством минимального количества эксплуатационного персонала. Оснащена новыми на период ввода мощностей устройствами релейной защиты и автоматики основного и вспомогательного оборудования, выполненными в объемах проекта и в соответствии с требованиями заводов-изготовителей. Устройства защиты и автоматики выполнены на базе аналоговых и цифровых интегральных микросхем, что обеспечивает надежную работу оборудования в процессе эксплуатации. В настоящее время часть оборудования РЗА выработала свой ресурс и морально устарела. Планируется внедрение качественно новых современных микропроцессорных интегральных комплексов.

Оперативная диспетчерская и ВЧ связь выполнены по проекту ВСО «Гидропроект». ВЧ связь осуществляется по линии электропередачи 220 кВ (Л 204) на аппаратуре АСК-3С с усилителем мощности ЛУС-80. Автоматический выход на ПС 220 кВ «Игарка» и Усть-Хантайскую ГЭС осуществляется на аппаратуре АДАСЭ-П-М. Аппаратура связи установлена в специальных помещениях. Телефонная связь обеспечивается через установленную в АПК квазиэлектронную АТСКЭ на 256 номеров и АТСКЭ типа «Квант» на 1024 номера в здании связи.

За период эксплуатации с 1987-2002г.г. был зафиксирован ряд технологических и функциональных отказов в работе оборудования по причинам неудовлетворительной эксплуатации в начальный период, заводских дефектов, ошибок в проектировании. Разработанные мероприятия по устранению причин отказов позволили значительно снизить аварийность.

Эксплуатация оборудования производится с соблюдением требований норм и правил, в соответствии с производственными и заводскими инструкциями. Организация технического обслуживания и ремонтов технологического оборудования, производственных зданий ведется в соответствии с РДПр 34-38-030-92 «Правил организации технического

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23	2220-ПЗ1.1					Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						99

обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» силами собственного ремонтного персонала.

12. Предъявленная к приемке в эксплуатацию Курейская ГЭС имеет установленную мощность 600 тыс. кВт и среднегодовую выработку за 2001г. 2564 млн. кВт час, что полностью соответствует утвержденному проекту.

С начала эксплуатации Курейской гидроэлектростанции выработано 24 111 млн. кВт час электроэнергии по состоянию на 01.07.2002г. Выработка электроэнергии по годам представлена в таблице:

				млн. кВт час
1988-90 гг.	1991-95 гг.	1996-2000 гг.	2001 г.	1-е п/г 2002г.
2 431	7 038	10 927	2 564	1 150

Себестоимость производства электроэнергии за 2001г. по данным бухгалтерского учета составила 0.0756 руб./ кВт час при средне отпускном тарифе на 2001г. 0,146 руб./ кВт час. Эти данные свидетельствуют о высокой рентабельности и эффективности работы в составе ОАО «Таймырэнерго» Курейского гидроэнергетического комплекса.

13. По охране труда и технике безопасности выполнены необходимые устройства, обеспечивающие нормальные, безопасные условия труда и надлежащее санитарное состояние помещений и оборудования ГЭС. На предприятии созданы необходимые условия труда и отдыха: оборудованы медпункт, столовая, комнаты отдыха, мужские и женские раздевалки, комнаты гигиены, душевые. Вентиляция выполнена в соответствии с проектом, освещенность обеспечивает безопасное выполнение работ по обслуживанию и ремонту оборудования.

14. Здания и сооружения комплекса выполнены в соответствии с требованиями проекта и нормами противопожарной безопасности. В соответствии с действующими требованиями выполнены мероприятия по организации противопожарной охраны объектов гидроэнергетического комплекса. Пожарная часть расположена в промышленной зоне, оснащена 3

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

100

пожарными автомобилями. Разработаны оперативные планы пожаротушения, имеются стационарные, передвижные и первичные средства пожаротушения. Произведена замена огнетушителей на порошковые ОП-5.

**15.** Персонал гидроэлектростанции обладает необходимыми знаниями должностных обязанностей, правил технической эксплуатации, правил техники безопасности и противопожарной безопасности. Обеспечен соответствующими инструкциями, технической документацией, защитными средствами, инструментом и располагает техническими приспособлениями для безопасного производства работ.

**16.** Выработка электроэнергии на ГЭС является экологически чистым производством. Очистка и обезвреживание сточных вод обеспечивается в необходимых пределах. Системы аварийного слива масла из трансформаторов и выключателей ГЭС включают устройство маслоуловителей. Питьевая вода очищается на водоочистой станции поселка. По нормируемым показателям вода Курейского водохранилища соответствует СанПиН 2.1.5.980-80 в качестве источника питьевого и хозяйственно-бытового назначения. Отвод фекальных вод осуществляется на очистные сооружения посёлка. Вредных выбросов от гидроэлектростанции в атмосферу нет. Ведется работа по рекультивации земель, находящихся во временном пользовании, и их возврату федеральным органам землепользования. Ущерб от затопления леса при создании водохранилища не возникло.

**17.** Объекты гражданской обороны. Проектом предусмотрено строительство противорадиационного укрытия (ПРУ) на 73 человека (численность наибольшей смены) на пристанционной площадке ГЭС. Строительство ПРУ на момент ввода в промышленную эксплуатацию Курейской ГЭС не выполнено. Необходимо откорректировать проект укрытия с учетом изменившихся нормативов и осуществить его строительство к 2007г.

Курейской ГЭС ежегодно разрабатывается план основных мероприятий по гражданской обороне, предупреждению и ликвидации чрезвычайных

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист
101

ситуаций. Для оперативной ликвидации повреждений и аварийных ситуаций используется транспорт и техника Курейской ГЭС.

18. В здании АПК смонтирована и эксплуатируется локальная вычислительная сеть, организован шлюз в Internet по спутниковому каналу связи. В работе ГЭС активно используются и развиваются комплексы программного обеспечения по автоматизации бухгалтерского и кадрового учета. Создана автоматическая система записи напряжения, мощности и частоты на шинах станции, разрабатываются автоматические системы контроля и записи параметров агрегатов.

19. В целях повышения надежности эксплуатации гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС, ОАО «Таймырэнерго» совместно с Курейской ГЭС разработаны мероприятия по повышению надежности эксплуатации объектов производственного назначения, техническому перевооружению и модернизации оборудования, включающие ремонтные работы по плотинам и замену морально устаревшего оборудования. Мероприятия составлены с учётом требований органов Государственного надзора, предъявляемых к организации эксплуатации объектов гидроузла, и учитывают заключения секций Центральной комиссии по приемке в промышленную эксплуатацию гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС. Перечень мероприятий приведен в приложении №12.

Центральная комиссия по приемке в эксплуатацию Курейского гидроэнергетического комплекса считает выполнение вышеуказанных мероприятий обязательным с финансированием за счет тарифа на электроэнергию.

20. В соответствии с утвержденной проектно - сметной документацией Курейская ГЭС входит в состав гидроэнергетического комплекса Каскад Курейских ГЭС. **Общая сметная стоимость строительства гидроэнергетического комплекса по утвержденной проектно-сметной документации составляет (в ценах 1991г.):**

**Всего 1283,5 млн. руб.**

Изм. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв. №
1	-	Зам	18-23-01		04.05.23		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
2220-ПЗ1.1						Лист	102

в том числе:

СМР	794,1	млн. руб.
оборудование	102,4	млн. руб.
Прочие	370,4	млн. руб.

**Фактическая сметная стоимость** предъявляемого к приемке гидроэнергетического комплекса по состоянию на 01.08. 2002г. по данным Курейской ГЭС (в ценах 1991г.):

<b>Всего</b>	<b>623,1</b>	<b>млн. руб.</b>
в том числе:		
в т.ч. СМР	404,5	млн. руб.
оборудование	47,9	млн. руб.
прочие	170,8	млн. руб.

Освоение сметного лимита по разделам объединенной сводки затрат на строительство Каскада Курейских ГЭС, в том числе по гидроэнергетическому комплексу Курейской ГЭС составило (в ценах 1991г.):

№ п/п	Наименование стройки, объекта	Сметная стоимость по проекту	Выполнено на 01.08.02г.	% освоения кап.вложений.
<b>1.</b>	<b>Курейская ГЭС всего:</b> (с ВЛ 220кВ Игарка- Курейская ГЭС)	<b>567,2</b>	<b>558,7</b>	<b>98,5</b>
	<i>В том числе:</i>			
1.1.	<u>Раздел А:</u> Объекты производственного назначения	516	510	98,8
1.2.	<u>Раздел Б:</u> Объекты жилья и соцкультбыта	51,1	48,7	95,3
<b>2.</b>	<b>Нижне-Курейская ГЭС всего:</b>	<b>616,6</b>	<b>52,6</b>	<b>8,5</b>
	<i>в том числе:</i>			
2.1.	<u>Раздел А:</u> Объекты производственного назначения	593,4	48,3	8,1
2.2.	<u>Раздел Б:</u> Объекты жилья и соцкультбыта	23,2	4,3	18,5
<b>3.</b>	<b>ВЛ 220 кВ Курейская ГЭС-Турханск</b>	<b>99,7</b>	<b>11,9</b>	<b>12</b>
	<i>в том числе:</i>			
3.1.	<u>Раздел А:</u> Объекты производственного назначения	97,7	11,9	12,2
3.2.	<u>Раздел Б:</u> Объекты жилья и соцкультбыта	2	-	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

103



<b>Всего по сводке затрат</b>	<b>1283,5</b>	<b>623,1</b>	<b>48,5</b>
<i>в том числе:</i>			
Раздел А	1207,2	570,1	47,2
Раздел Б	76,3	53	69,5

Строительство ВЛ 220кВ Курейская ГЭС–Туруханск и Нижне-Курейской ГЭС было прекращено в 1993-94г.г. в соответствии с решениями протоколов технических совещаний РАО «ЕЭС России» от 26.04.1993 г. № 6, от 4.07.1994 г. № 25, как неперспективное.

Финансирование строительства до 1992г. осуществлялось с долевым участием Минэнерго СССР (79,6%), Минцветмета СССР (20,1%), Минстройматериалы СССР (0,4%).

На момент приемки гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС в промышленную эксплуатацию объем освоенных капитальных вложений по комплексу в целом составил 623,14 млн. руб, которые распределились следующим образом (*в ценах 1991г.*):

№п/п	Наименование	Кап. вложения млн. руб.	% %
<b>1</b>	<b>Освоено капитальных вложений всего,</b> <i>в том числе:</i>	<b>623,14</b>	<b>100</b>
2	Введено в эксплуатацию и числится в составе основных фондов на балансе Курейской ГЭС	500,59	80,3
3	Принято эксплуатацию, но не переведено в основные фонды до регистрации собственности.	12,46	2
4	Списано из состава основных фондов и незавершенного строительства.	69,12	11,1
5	Передано на баланс другим организациям	29,87	4,8
6	Незавершенное строительство	11,1	1,8

Списание основных фондов производственной базы и поселка строителей, предприятий подсобного сельского хозяйства произведено по причинам физического износа и в силу их временного предназначения, а также

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист 104
			1	-	Зам	18-23-01		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

невозможности использования на другие нужды и экономической нецелесообразности перевозки на новые площадки.

На баланс другим организациям (муниципальному образованию г.Игарка) переданы объекты жилья, образования, здравоохранения, культуры, коммунального и торгового назначения пос.Светлогорска.

Объекты незавершенного строительства: жилые дома №29 (33кв.), №34 (24кв.), пристройка к детсаду, реконструкция центральной электростанции, сетей ТВК и электроснабжения после завершения работ будут введены в эксплуатацию. Затраты по долевному участию в строительстве жилых домов в г.Саяногорске должны быть переданы на баланс муниципального образования

Балансовая стоимость основных фондов в соответствии с бухгалтерским отчетом по состоянию на 01.01.2002г. с учетом переоценки составила 4 436 614 тыс. руб.

### **Заключение Центральной комиссии:**

Курейский гидроэнергетический комплекс запроектирован и построен на хорошем инженерном уровне с использованием достижений отечественной науки и техники периода его проектирования. Следует отметить, что строительство велось в северном, неосвоенном районе Красноярского края, вдали от промышленных центров, в суровых климатических условиях.

Все гидромеханическое, электрическое оборудование и аппаратура изготовлены отечественной промышленностью и надежно работают в течение всего срока эксплуатации с 1988г. по 2002г. Средний износ оборудования на 1.01.2002 г. составляет: гидротурбины -39%, генераторы – 26%, трансформаторы – 50%. Состояние основного оборудования позволяет гидростанции работать с полной нагрузкой и проектной энергетической отдачей.

Строительно-монтажные работы по сооружению гидроэнергетического комплекса выполнены в соответствии с проектом, строительными нормами и правилами и отвечают требованиям приемки в эксплуатацию законченных

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

строительством объектов, изложенных в СНиП 3.01.04. -87, письме Госстроя РФ (№БЕ -19-11/13 от 09.07.93 г.), приказе РАО «ЕЭС России» №328 от 06.12.1994 г).

В целях повышения эксплуатационной надежности грунтовых плотин в 1998-2002г.г. были выполнены и продолжаются работы по созданию противофильтрационной завесы в центральной части русловой плотины и в оголовках русловой, левобережной и правобережной плотин.

Эксплуатация гидроузла до окончания ремонтных работ по противофильтрационным элементам грунтовых плотин и основаниям разрешена при отметке НПУ=95.0м, соответствующей проекту и с ограничением по ФПУ=95.6м в соответствии с временными правилами эксплуатации водохранилища. Эксплуатация напорных гидротехнических сооружений в период выполнения ремонтных работ и после их завершения должна быть обеспечена специализированным научно-техническим сопровождением.

Бетонные сооружения гидроузла находятся в удовлетворительном состоянии.

Объекты жилья, здравоохранения, просвещения, культуры, коммунального и торгового назначения в п. Светлогорске выполнены с хорошим качеством и переданы, в большинстве, в муниципальную собственность.

Экологические условия гидроэнергетического комплекса, а также условия по технике безопасности и промсанитарии удовлетворяют современным требованиям. Отопление объектов гидроузла и поселка осуществляется от электрокотельной, производится очистка фекальных стоков на стационарных очистных сооружениях.

Водохранилище Курейской ГЭС оценивается, как чистый водоем. Качество воды удовлетворяет требованиям, предъявляемым к источникам централизованного хозяйственно – питьевого водоснабжения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
			1	-	Зам	18-23-01		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ВЛ 220 кВ Игарка – Курейская ГЭС построена с применением прогрессивных проектных решений и строительных конструкций и эксплуатируется с 1982г.

**Признать необходимым:**

1. Закрыть объединенную сводку затрат и сводные сметные расчеты на строительство Каскада Курейских ГЭС в объеме выполненных на 01.08.2002г. работ в сумме 623 136,9 тыс. руб., в том числе СМР – 404 453,3 тыс. руб., в том числе незавершенное строительство – 11 100,3 тыс. руб. (в ценах 1991г.)

2. Утвердить программу и сметный расчет по повышению надежности эксплуатации объектов, техническому перевооружению и модернизации оборудования гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС, а также завершению строительства объектов жилищно-гражданского назначения с общей сметной стоимостью в сумме 471 200 тыс. руб. (приложение № 12)

3. Выполнить в течение 2003-2012г.г. мероприятия по повышению надежности эксплуатации объектов, техническому перевооружению и модернизации оборудования гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС в соответствии с приложением № 12. В связи с тем, что Курейская ГЭС при существующих тарифах на электрическую энергию и задолженности потребителей не может самостоятельно осуществить в необходимой степени свою долговременную программу технического перевооружения и модернизации оборудования, считать необходимым включить в тариф будущих лет эти затраты.

4. Отметить, что на момент передачи Курейского гидроэнергетического комплекса в промышленную эксплуатацию (по состоянию на 11.12.02г.) на его балансе числятся:

- Затраты по незавершённому строительству жилого посёлка в г.Саяногорск республики Хакасия;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2220-ПЗ1.1	Лист
1	-	Нов	18-23-01	04.05.23				107
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- Жилые дома в кирпичном исполнении (стр. №№ 29, 34, 68, 69), плаванна-пристройка к детскому саду;
  - Комплекс гидротехнических сооружений Курейского гидроузла: плотины, здание ГЭС, водоприемник, водопропускные и водосбросные сооружения;
  - ОРУ 220кВ со вспомогательным корпусом;
  - соединительные ВЛ 220кВ (Л 211, Л 212), ВЛ 220кВ Игарка-Курейская ГЭС (Л 204), ГПП 1-2 220/35/6кВ, ВЛ 35кВ –6кВ;
  - подсобно-вспомогательные здания и сооружения: здание ВОХР, поездепо на два выезда, караульные помещения, цех антикоррозионных работ;
  - объекты производственной базы: теплые стоянки техники и автотранспорта, ремонтные мастерские, склады, стройдвор, бетонное хозяйство, стройлаборатория, наружные сети ТВК объектов гидроузла и производственной базы, база ГСМ на 5000тн, причалы, автозаправочная, кислородная станция, склад в г. Красноярске;
  - аэропорт “Пелядка”;
  - автодорога «ГЭС- поселок» и «посёлок – аэропорт - причал»;
5. Утвердить балансовую стоимость гидроэнергетического комплекса Курейской ГЭС в сумме 4 **315 768** тыс. руб. (в ценах 2002г. с учетом переоценки).

#### Решение Центральной комиссии:

Предъявленный к приемке гидроэнергетический комплекс в составе Курейской ГЭС с установленной мощностью 600 МВт и пятью агрегатами по 120 МВт каждый и ВЛ 220кВ Игарка-Курейская ГЭС принять в эксплуатацию с оценкой хорошо.

Одобрить представленные заключения рабочих секций Центральной комиссии, которые принять, как приложение к настоящему акту.

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	


1	-	Нов	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

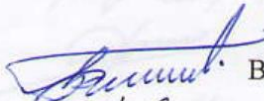

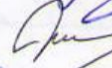

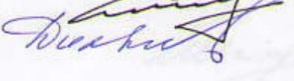





Лист

108

Подписи:

Председатель Центральной комиссии  А.Я. КопсовЗаместитель председателя  В. А. Кузнецов

Члены комиссии:

 В.Г. Бардюков А.С. Бурханов Е.А. Билев А.И. Болдырев В.А. Гришин М.Ю. Гушин И.А. Давыдов А.С. Демчук С.Н. Дильтаев Н.В. Дорошенко О.В. Дудкин ✓ Г.В. Иванов ✓ С.Ю. Комаров ✓ В.Л. Копытов ✓ Б.Н. Макаров Ю.М. Мальцев ✓ В.В. Мельцайкин ✓

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Нов	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Лист

109

Приложения к акту

- 1. Перечень объектов, подлежащих изъятию для государственных нужд Курейской ГЭС
- 2. Сводная ведомость изъятых гидротехническому комплексу
- 3. Перечень генеральных участников в строительстве Курейской ГЭС
- 4. Перечень документов Центральной комиссии по изъятию в государственную гидроэнергетическую
- 5. Перечень организаций, принимающих участие в строительстве Курейской ГЭС
- 6. Ведомость дополнительных процессов строительства Курейской ГЭС
- 7. Перечень актов и документов промышленной санитарии
- 8. Диспетчерской график работы

*Милицин*  
А.П. Милицин ✓

*Миронов*  
В.Я. Миронов ✓

*Новоженин*  
В.Д. Новоженин ✓

*Петренко*  
А.М. Петренко ✓

*Порецков*  
А.П. Порецков ✓

*Сокол*  
С.М. Сокол ✓

*Свирид*  
А.К. Свирид ✓

*Смирнова*  
Е.Г. Смирнова ✓

*Станкевич*  
В.Л. Станкевич ✓

*Степанов*  
Д.А. Степанов ✓

*Тарнопольский*  
В.Г. Тарнопольский ✓

*Химич*  
Ю.Г. Химич ✓

*Чернышев*  
А.М. Чернышев ✓

*Шахов*  
Н.А. Шахов ✓

*Шишов*  
И.Н. Шишов ✓

*Шиян*  
В.В. Шиян ✓

*Юдина*  
Г.П. Юдина ✓

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Нов	18-23-01		04.05.23
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2220-ПЗ1.1

Таблица регистрации измерений

Изм.	Номер листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	2-106	107-111	-	111	18-23-01		04.05.23

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Нов	18-23-01		04.05.23

2220-ПЗ1.1