
«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер
АО «МГЭС»
А.В. Хохлов
«23» июля 2026 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ «Энергетические (натурные) испытания абсолютным методом гидроагрегата ст. № 2 по объекту «Техническое перевооружение Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов».

1. Основание для оказания услуг:

1.1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070. п 165;

1.2. СТО 70238424.27.140.001-2011 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования. п. 8.1.1, 8.1.2, 8.1.4, Приложение А;

1.3. СТО 70238424.27.140.005-2010 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. п. 5.3.4, 5.3.5, 5.6.2, 6.4.5, Приложение А;

1.4. ГОСТ Р 55260.3.2-2023 Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины и механическая часть генераторов. Методики оценки технического состояния. п. 6.1.2 и Приложение К;

1.5. РД 153-34.0-09.161-97. Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций;

1.6. ГОСТ 28842-90 (СТ МЭК 41-63, СТ МЭК 607-78) Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний.

1.7. Стандарт МЭК № 60041. Международные правила натурных приемочных испытаний гидромашин по определению гидравлических характеристик гидравлических турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин. IES 60041:1991 International Code for field acceptance test of hydraulic turbines, storage pumps, and pump/turbines

1.8. ISO 3354. Международный стандарт Измерение расхода чистой воды в закрытых водоводах – метод «скорость – площадь, основанный на применении гидрометрических вертушек в условиях заполненного водовода и достаточно равномерного течения, Measurement of clean water flow in closed conduits – Velocity-area method using current-meters in full conduits and under regular flow condition.

На гидроэлектростанциях необходимо проводить эксплуатационные энергетические испытания гидротурбин и приемочные испытания вновь вводимых (модернизированных) гидротурбин с непосредственным измерением расходов воды через гидротурбину (абсолютным методом) при вводе в эксплуатацию штатных гидроагрегатов (гидротурбин) после достижения проектного напора и при вводе в работу гидротурбин после модернизации и/или замены элементов гидротурбины или изменения формы проточного тракта. Число испытываемых абсолютным методом гидроагрегатов рекомендуется принимать на ГЭС с числом установленных или модернизированных однотипных гидроагрегатов до четырёх - один, от пяти до 10 - два, от 11 до 20 и более – три.

При энергетических испытаниях вводимой в эксплуатацию новой или модернизированной гидротурбины абсолютным методом определяют фактические значения КПД, в том числе его максимальное значение, и максимальную мощность гидротурбины с

целью проверки выполнения гарантий предприятия изготовителя (гарантийные испытания) и/или оценки эффективности модернизации.

Испытания с непосредственным измерением расхода проводить методом «скорость-площадь», основанном на измерении местных скоростей в мерном сечении.

2. Объекты оказания услуг

Гидроагрегат ст. № 2 (ГГ-2) Мамаканской ГЭС.

3. Требования к сроку проведения услуг

Начало оказания услуг – с момента заключения договора;

Окончание оказания услуг – 30.11.2026.

4. Цель работы:

4.1. Подтверждение гарантированных характеристик поставленного гидротурбинного оборудования АО «ТЯЖМАШ».

4.1.1. Подтверждение гарантии по мощности (поставленная гидротурбина должна иметь номинальную мощность на валу турбины):

4.1.1.1. 27,63 МВт при расчетном напоре нетто (турбины) по р. Мамакан (41,8 м);

4.1.1.2. 27,16 МВт при напоре нетто (турбины) по р. Витим (38,2 м).

4.1.2. Подтверждение гарантии по КПД в период сентябрь-октябрь:

4.1.2.1. Максимальный КПД турбины не менее 94,7% при мощности на валу турбины не менее 22,2 МВт;

4.1.2.2. КПД турбины не менее 91,9% при мощности на валу турбины 27,16 МВт и напоре нетто по р. Витим (38,2 м).

4.2. Составление энергетических характеристик гидротурбины:

4.2.1. График зависимости потерь напора от расхода воды на сороудерживающей решетке (Приложение №2);

4.2.2. График зависимости потерь напора от расхода воды в турбинном водоводе (Приложение №3);

4.2.3. Эпюры скоростей в мерном створе круглого сечения при разных расходах в формате 2D (Радиус установки от скорости вертушек) и 3D (горизонтальное и вертикальное позиционирование от скорости вертушек) – Приложение №4;

5. Технические требования к работе и её результатам:

5.1. Испытания должны проводиться при соблюдении рекомендаций Международной электротехнической комиссии (МЭК) «Международные правила испытаний по определению гидравлических характеристик гидравлических турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин» (стандарт МЭК 60041:1991), насколько это позволяет конфигурация проточной части Мамаканской ГЭС и технология проведения работ Исполнителем.

5.2. Измерения расхода воды при испытаниях должны производиться гидрометрическими вертушками с использованием оборудования для их размещения (в том числе рама, которая устанавливается в горизонтальную часть напорного водовода перед спиральной камерой).

5.3. Исполнитель разрабатывает на оборудование (рама, трубно-кабельная продукция, крепления и сальники) конструкторскую документацию, изготавливает, доставляет и устанавливает ее для проведения испытаний.

5.4. Для подтверждения значений, указанных в пункте 4.1. данного технического задания, в соответствии с формулами приведения п. А.4.4 Приложения А. СТО

70238424.27.140.001–2011 должны быть выполнены пересчеты значений мощности ($P_{пр}$) и расхода ($Q_{пр}$), приведенных к постоянному значению напора $H_{пр}$.

Расчеты для построение энергетических характеристик значений мощности ($P_{пр}$) и расхода ($Q_{пр}$) должны быть выполнены и оформлены в табличном и графическом виде.

5.5. При проведениях испытаний, в части подтверждения пункта 4.1.2.1 данного технического задания, в диапазоне мощности $22,2 \pm 3$ МВт количество опытов должно быть не менее 7 с шагом не менее 1,0 МВт, т.е. (19,0; 20,0; 21,0; 22,2; 23,0; 24,0; 25,0 МВт), с целью определения точного значения мощности при котором достигается максимальный КПД турбины.

5.6. Предварительные результаты испытаний предоставляются исполнителем в течении 5 20 (пяти двадцати) рабочих дней после проведения испытаний в виде технической информации о максимальном зафиксированном значении КПД и мощности, при которой оно достигнуто.

5.7. Окончательный технический отчет по результатам испытаний составляется в течение одного месяца после проведения испытаний. Отчет должен быть составлен на русском языке.

6. Требования к организации обеспечения услуг

6.1. Заказчик и Исполнитель распорядительными документами по организациям определяют ответственных представителей для решения административных и технических вопросов. О произведенных назначениях электростанция и исполнители услуг информируют друг друга письменно.

6.2. Исполнитель обеспечивает безопасность труда своего персонала в пределах принятого объема услуг, согласно требованиям, правил по охране труда, а также противопожарные мероприятия.

6.3. Обеспечение энергоснабжения услуг, оказываемых Исполнителем, подключение электроприводов механизмов и инструмента обеспечивается Заказчиком по предварительным заявкам руководителей работ по нарядам, поданным начальнику смены Мамаканской ГЭС, в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

6.4. Исполнитель должен под свою ответственность и за свой счет произвести обеспечение оказания услуг необходимой технологической оснасткой, средствами малой механизации, инструментом, необходимыми для исполнения услуг в объеме настоящего технического задания.

7. Требования к применяемым материалам и оборудованию

7.1. Все используемые для выполнения работ материалы и оборудование должны соответствовать спецификациям, указанным в проекте, обязательным нормативно-техническим документам, стандартам, а также иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта, аттестаты и другие документы, предусмотренные действующим законодательством, а также удостоверяющие их качество. При этом используемые при выполнении работ материалы и поставляемое оборудование должно соответствовать требованиям, установленным Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2018 №1716-83.

7.2. Поставляемое оборудование и применяемые в нем материалы должны быть новыми, не использованными ранее и представлять собой последние или современные модели, а также учитывать последние достижения в области конструкций и материалов, при этом поставляемый товар должен быть изготовлен не ранее текущего года на момент монтажа.

7.3. Все поставляемое оборудование не должно быть заложенным, не арестовано, не является предметом исков и свободно от прав третьих лиц.

7.4. Оборудование должно быть укомплектовано базовым комплектом, согласно спецификации.

7.5. Подрядчик для своевременного и надлежащего выполнения работ по настоящему договору за свой счет и своими силами обеспечивает поставку и наличие всех материалов (в том числе вспомогательных) и оборудования на объект Заказчика в необходимом количестве не позднее, чем за 20 (двадцать) дней до начала работ.

7.6. Подрядчик в обязательном порядке обязан представить Заказчику все требуемые в соответствии с нормами документы, относящиеся к качеству, безопасности и применению поставляемых МТР (со ссылкой на ГОСТ, ТУ, НТД, НД и т.д.), в том числе, разрешение на применение, паспорта, освидетельствования, сертификаты качества, разрешающие применение МТР на территории Российской Федерации; сертификаты соответствия промышленной безопасности, документы, подтверждающие пожарную, промышленную, санитарно-гигиеническую и иную безопасность и пригодность.

7.7. Подготовку и хранение МТР необходимо производить за пределами рабочей зоны и доставлять к месту проведения работ подготовленными к применению.

7.8. Исполнитель отвечает за соответствие качества материалов, применяемых при производстве работ, государственным стандартам и техническим условиям и несет риск убытков, связанных с их ненадлежащим качеством.

7.9. Оставшиеся по окончании работ МТР передаются Заказчику.

7.10. Поставляемое оборудование должно соответствовать заводским чертежам (в том числе и технология их изготовления). Технические параметры оборудования должны соответствовать конструкторской документации (КД), техническим условиям (ТУ), нормативно-технической документации (НТД) завода - изготовителя на изготовление, поставку, хранение, эксплуатацию и спецификации к техническому заданию.

8. Объем работ:

8.1. Сбор исходных данных необходимых для проведения энергетических испытаний в полном объеме в заданные сроки.

8.2. Разработка программы энергетических испытаний, согласование её с Заказчиком.

8.3. Выполнение энергетических испытаний, по согласованной программе.

8.4. Составление и передача Заказчику согласованного отчета с таблицами и графическими построениями контролируемых параметров.

9. Особые условия:

9.1. Заказчик обеспечивает доступ Исполнителя к имеющейся проектной, рабочей и конструкторской документации по проекту «Техническое перевооружение Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов. Первый пусковой комплекс. Гидроагрегата ст. № 2 (ГГ-2)».

9.2. Заказчик обеспечивает доступ к местам проведения услуг, соблюдение на них требований охраны труда и промышленной безопасности.

9.3. Заказчик выполняет все работы по маневрированию затворами (с применением подъемных сооружений), изменению режимов работ в соответствии с согласованной программой испытаний, обеспечивает работы с применением подъемных сооружений. При необходимости могут привлекаться силы субподрядные организации для проведения специальных работ (водолазные, монтажные, геодезические и т.д.), за счет средств Исполнителя.

9.4. Требования к измеряемым величинам и используемой аппаратуре, и порядок проведения испытаний:

9.4.1. Открытие/закрытие четырех штоков сервомоторов направляющих аппаратов в делениях по ходу регулирующего кольца в шахте турбины по градуированным линейкам и в процентах по шкале регулятора на экране системы управления;

9.4.2. Приборы для измерения активной мощности генератора присоединяются к трансформаторам тока и напряжения генераторов Мамаканской ГЭС. Класс точности трансформаторов тока и напряжения – 0,5;

9.4.3. Давление на входе в спиральную камеру должно измеряться грузопоршневым манометром, дифференциальным манометром, либо другим прибором, с классом точности не ниже 0,05. Используются существующие пьезометрические отверстия и трубы для измерения давления перед спиральной камерой;

9.4.4. Уровень нижнего бьефа (УНБ) должен фиксироваться измерительным уровнем погружного типа с точностью ± 3 мм. Перед испытаниями провести проверку и калибровку показаний датчика с показаниями мерной ленты (Приложение №5);

9.4.5. Уровень верхнего бьефа (УВБ) перед гидроагрегатом ст. №2 и уровень воды за сороудерживающей решеткой должны фиксироваться измерительными уровнемерами погружного типа с точностью ± 3 мм в пазу аварийно-ремонтного затвора. Перед испытаниями провести проверку и калибровку показаний датчиков с показаниями мерных лент (Приложение №6);

9.4.6. Скорости потока во входном сечении перед спиральной камерой в горизонтальном напорном водоводе с помощью гидрометрических вертушек ГР-21М с компонентными лопастными винтами;

9.5. Выполнить геодезические работы по определению площадей и геодезические измерения для расчетов напора (Приложение №5):

9.5.1. Площади входной плоскости 1-1 (площадь в мерном створе напорного водовода перед спиральной камерой);

9.5.2. Площади плоскости на выходе 2-2 (площадь в свету двух отсасывающих труб на выходе);

9.5.3. Z_1 осевая линия сечения на входе 1-1 (осевая линия направляющего аппарата);

9.5.4. Z_2 геодезическая линия середины отсасывающей трубы;

9.5.5. Z_3 геодезическая отметка на металлическом уголку рамы крышки над выходом из отсасывающей трубы гидроагрегата ст. №2;

9.5.6. Z_3^* геодезическая отметка установки радарного измерителя для определения уровня нижнего бьефа (на перемычке выше выхода отсасывающей трубы);

9.5.7. Z_4^* геодезическая отметка положения датчика давления перед спиральной камерой;

9.5.8. Z_5 геодезическая отметка разворота лопастей гидравлической турбины;

9.5.9. Z_6 геодезическая отметка над входом в гидроагрегат ст. №2;

9.5.10. Z_6^* геодезическая отметка установки радарного измерителя для определения уровня верхнего бьефа;

9.5.11. Z_7 геодезическая отметка пола в помещении командоаппарата гидроагрегат ст. №2;

9.5.12. Z_7^* геодезическая отметка установки радарного измерителя для определения уровня воды за сороудерживающей решеткой в пазу аварийно-ремонтного затвора;

9.6. Для определения энергетических характеристик генератора используются данные завода-изготовителя.

9.7. Исполнитель должен обеспечить минимально возможную величину погрешности определения КПД. В любом случае общая систематическая погрешность метода для величины КПД турбины не должна превышать $\pm 1.6\%$, без учета погрешности измерения КПД генератора. Все потери, включая потери на турбинном подшипнике, также должны быть учтены с использованием согласованного метода.

9.8. Исполнитель передает Заказчику отчеты в 3-х экземплярах на бумажном носителе и 1 экземпляр электронной версии отчета на диске (в формате «.pdf» и «.docx»).

10. Требования к исполнителю.

10.1. Исполнитель должен иметь опыт выполнения аналогичных работ по энергетическим испытаниям гидроагрегатов не менее 5–7 лет.

10.2. Исполнитель должен иметь в своей организационной структуре специализированные отделы, выполняющие работы, указанные в п. 4, 9.4 и 9.5 технического задания.

11. Исходная документация

11.1. График проведения работ по энергетическим испытаниям гидроагрегата ст.№ 2.

№ п/п	Наименование работ	Дата начала работ	Дата завершения работ
1.	Сбор исходных данных	С момента заключения договора	+15 дней
2.	Подготовка оборудования (рама, трубно-кабельная продукция, крепления и сальники) необходимого для размещения измерительных элементов Исполнителя.	С момента заключения договора	+25 дней
3.*	Период проведения энергетических испытаний	+45 дней с момента заключения договора	+60 дней с момента заключения договора
4.	Период составления и предоставления отчета	Дата окончания исследований	+ 30 дней

* Согласование сроков выполняется за 10 дней до проведения испытаний в зависимости от решения системного оператора по согласованию диспетчерской заявки на вывод оборудования для проведения испытаний.

12. Справочные данные по Мамаканской ГЭС.

№	Наименование	Ед. изм.	Значение
1.	Расходы воды - среднегогодечный - максимальный вероятностью превышения 0,5%	м ³ /с	184,00 4 900,00
2.	Подпорные отметки: - нормальный подпорный уровень (НПУ) - уровень мертвого объема (УМО)	м, БС	280,00 268,00
3.	Объем водохранилища - полный при НПУ - полезный объем водохранилища	млн м ³	197,30 105,20
4.	Установленная мощность (после технического перевооружения)	МВт	86(112)
5.	Количество агрегатов	шт	4
6.	Мощность одного агрегата (после перевооружения)	МВт	21,5(28)

7.	Среднегодовая выработка энергии (после перевооружения)	млн кВт·ч	356
8.	Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)	%	47

13. Справочные данные по основному генерирующему оборудованию

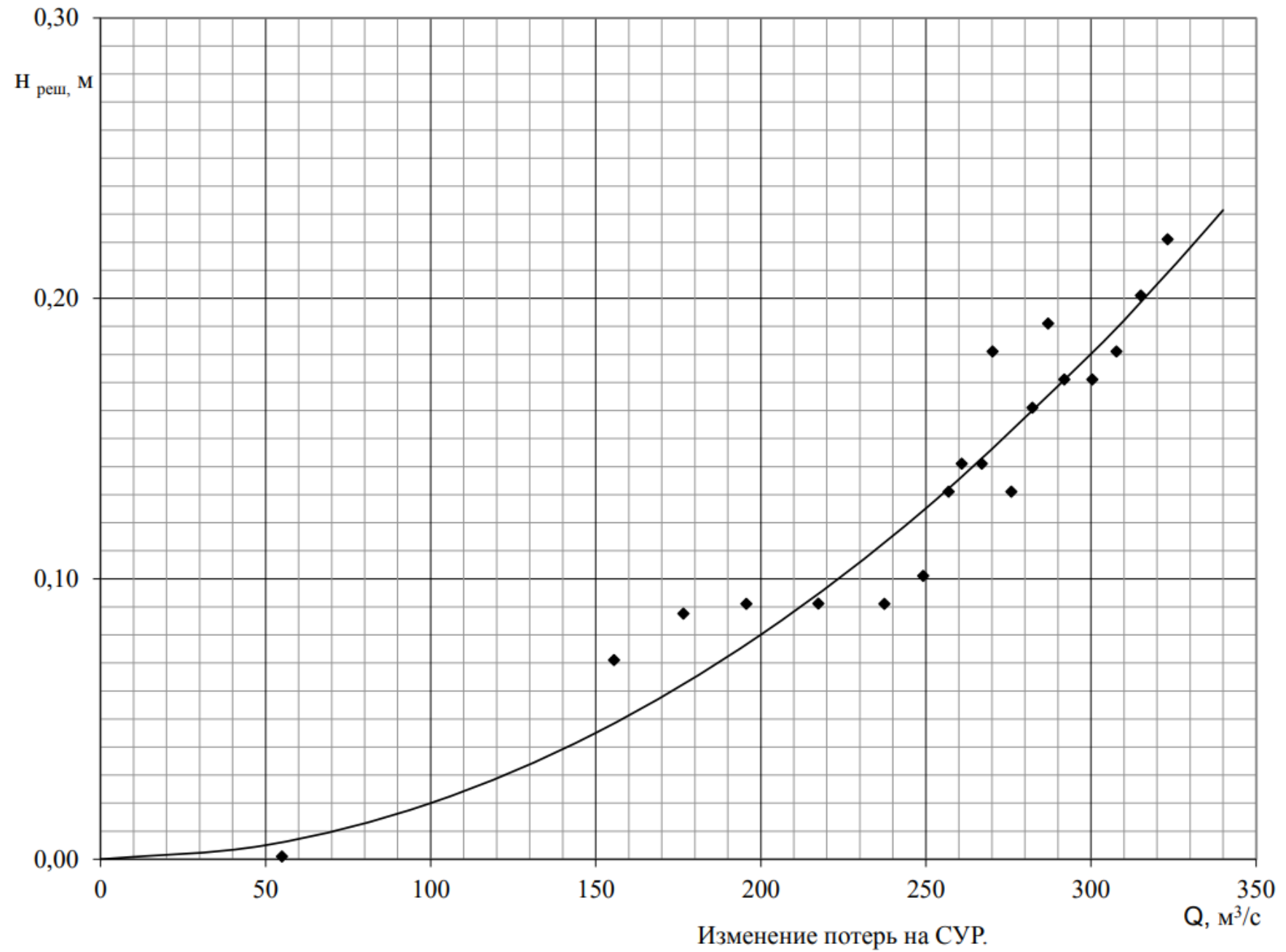
N п.п.	Наименование общесистемного технического параметра/ характеристики	Значение	
		до технического перевооружения	после технического перевооружения
1.	Маркировка гидротурбины:	ПЛ642-ВМ300	ПЛ50-В-305
1.1.	Завод-изготовитель	Харьковский турбинный завод им. С.М. Кирова, г. Харьков	АО «ТЯЖМАШ», г. Сызрань
1.2.	Вращение	правое	правое
1.3.	Мощность гидротурбины при расчетном напоре, МВт	22,200	28,700
1.4.	Частота вращения, об/мин: Номинальная Разгонная	214,3 460	230,77 600
1.5.	Напоры, м: Максимальный Расчетный Минимальный	46,4 45 31,7	45,4 38,2 26
1.6.	Расход воды при расчетном напоре и мощности, м ³ /с:	55,3	84,6
1.7.	Высота отсасывания, м	- 4,8	- 10
1.8.	Отметка оси поворота лопастей рабочего колеса, м	230,0	230,0
1.9.	Отметка средней линии направляющего аппарата, м	231,15	231,15
1.10.	Диаметр рабочего колеса, мм	3000	3050
1.11.	Количество лопастей, шт	8	7
1.12.	Работа в режиме СК	Не предусматривает	Не предусматривает
1.13.	КПД гидротурбины, %	91	94,5
2.	Тип гидрогенератора:	ВГС-525-125-28	СВ 525/110-26 УХЛ4
2.1.	Завод-изготовитель	Уралэлектроаппарат, г. Екатеринбург	ООО «Электротяжмаш-Привод»,
2.2.	Мощность, МВт	21,5	28
2.3.	Ток статора, А	1480	1710,7

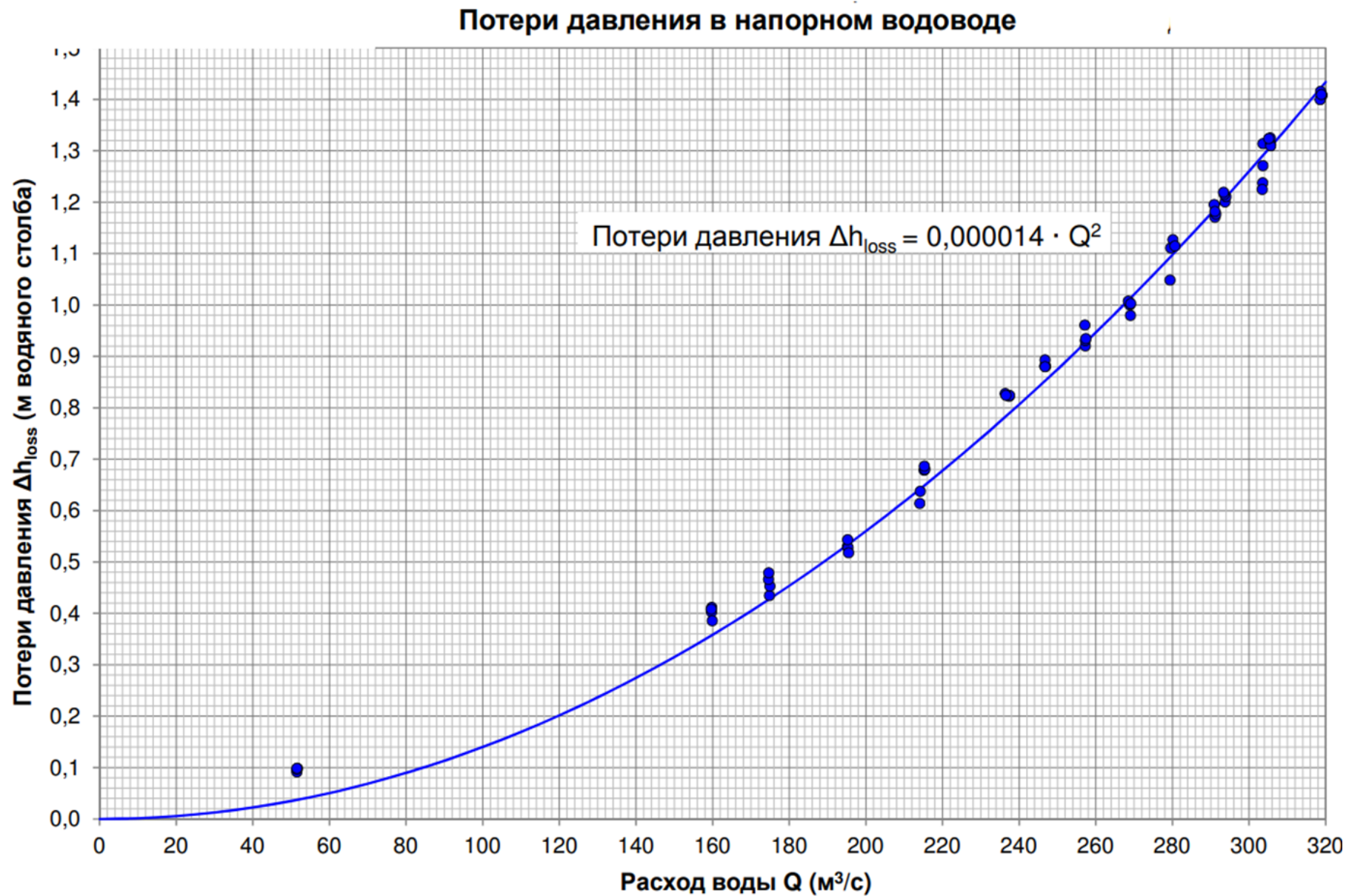
2.4	Ток ротора, А	1050	700
2.5	Частота вращения номинальная/угонная, об/мин	214/460	230,77/510
2.6	КПД, %	98	98,03
2.7	Коэффициент мощности $\cos\varphi$, о.е.	0,8	0,9
2.8	Число полюсов ротора	28	26
2.9	Вес ротора с валом и втулкой, т	116,5	239,6
2.10	Число выводов	3	6

Руководитель ГРПКМ

Е.Г. Перевалов



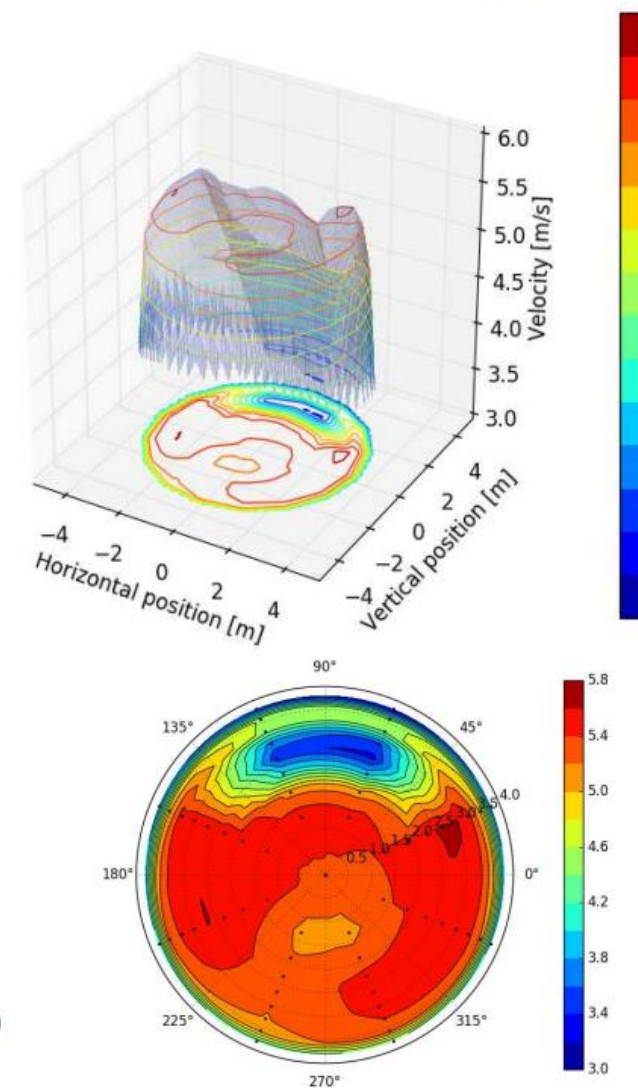
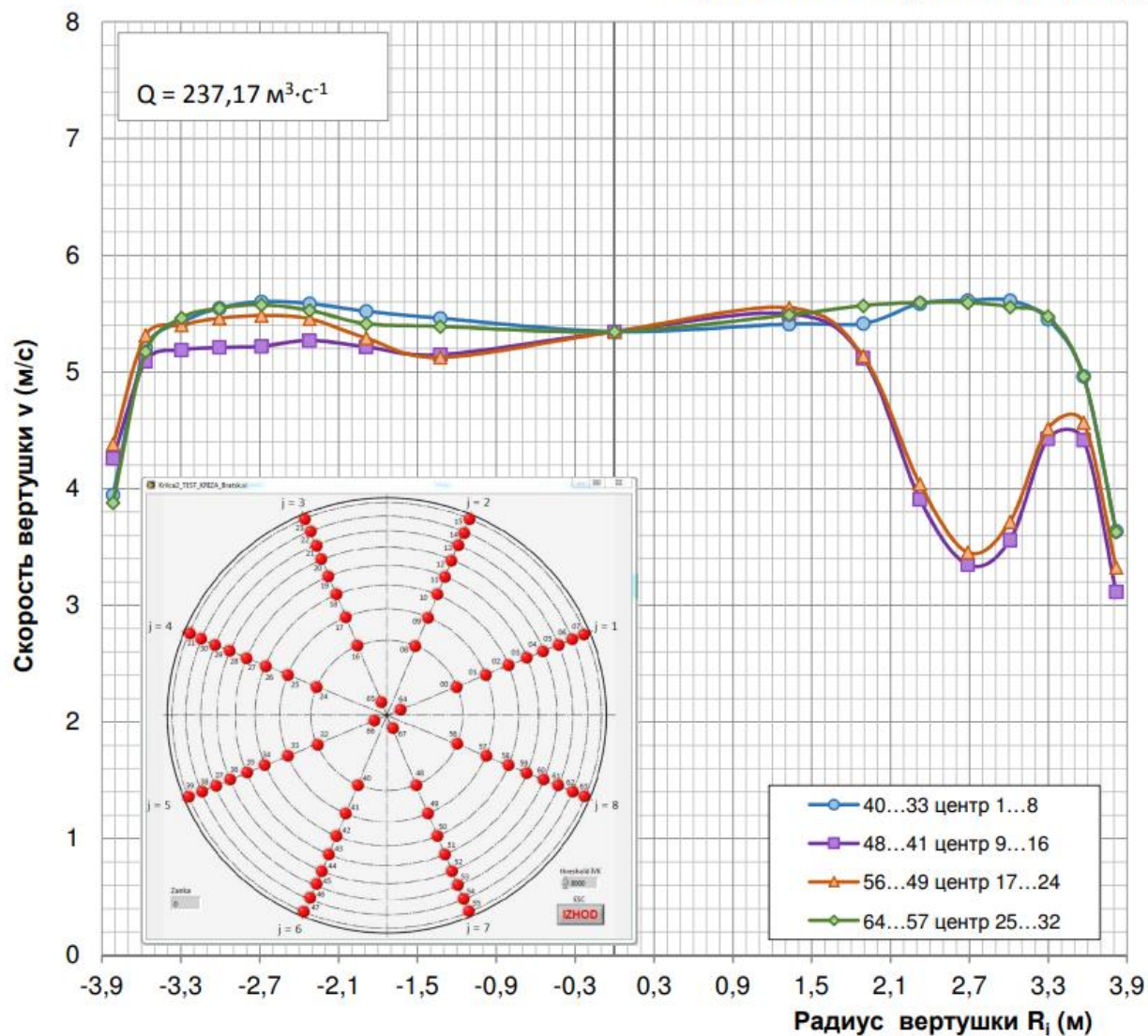




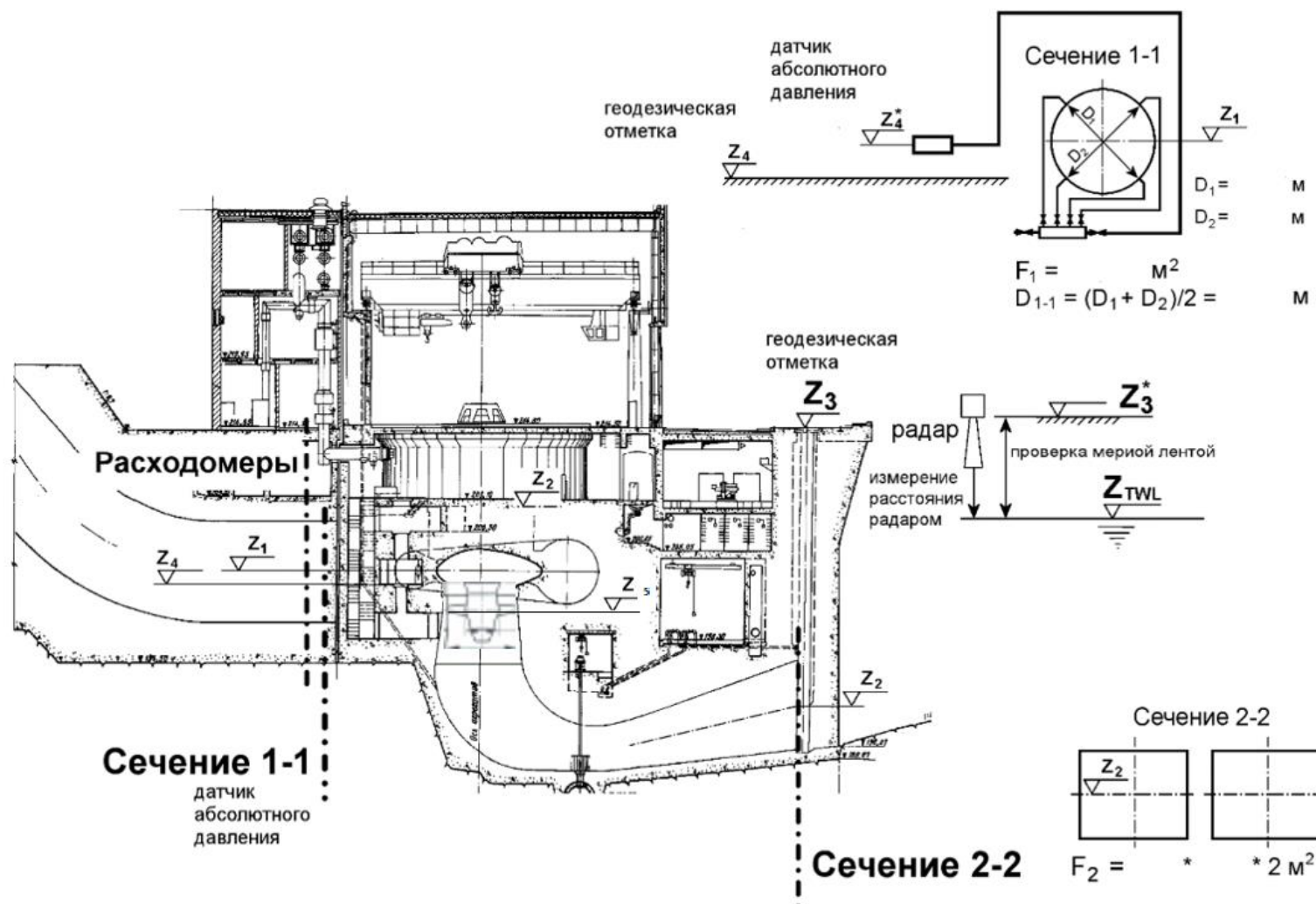
ГЭС, ГА № 2

Профили скорости расходомеров

Дата:



Приложение №5 к Техническому заданию
Пример измерительных сечений для измерения удельной энергии (напора) и площадей



Характерное измерительное сечение для измерения удельной энергии (напора).

и уровня воды за сороудерживающей решеткой

