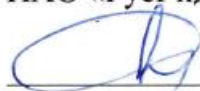


УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель главного инженера
ПАО «РусГидро»



А.М. Дудин

« 03 » 10 2025г.

Акт

технического аудита

филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»

Красноярск 2025

Комиссия в составе, утвержденном распоряжением ПАО «РусГидро» от 23.07.2025 № 376р «Об утверждении состава комиссии по проведению технического аудита в филиале ПАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС»» с изменениями,

Каплатый Д.В.	– директор Департамента эксплуатации (председатель Комиссии);
Шуляк В.В.	– ведущий специалист Управления технической инспекции Департамента ситуационного управления и безопасности производства (секретарь Комиссии);
Бородин А.В.	– начальник Управления охраны труда Департамента ситуационного управления и безопасности производства;
Майоршин Д.П.	главный специалист Управления промышленной и пожарной безопасности Департамента ситуационного управления и безопасности производства;
Зайцев В.В.	– ведущий специалист Управления турбинного и гидромеханического оборудования Департамента эксплуатации;
Лазакович А.Б.	главный эксперт Управления автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления Департамента информационных технологий и цифрового развития;
Чеботаревский А.С.	– ведущий специалист Управления электротехнического оборудования Департамента эксплуатации;
Сергиенко В.С.	– начальник Управления организации эксплуатации действующих и вновь вводимых объектов Департамента эксплуатации;
Ярда Н.А.	– главный специалист Управления режимов Департамента эксплуатации;
Балихин К.А.	– главный эксперт Управления технологической автоматики и возбуждения Департамента эксплуатации;
Ткачев Д.Г.	– главный эксперт Управления релейной защиты и противоаварийной автоматики Департамента эксплуатации;
Смирнова А.В.	– начальник Управления производственной экологии Департамента технического регулирования;
Киреев Е.А.	– заместитель директора Департамента технического регулирования;
Лапшин Р.А.	– ведущий инженер Производственно-технической службы филиала ПАО «РусГидро» - «Саратовская ГЭС»;
Данилов С.А.	– инженер по релейной защите и автоматике Службы релейной защиты, автоматики и метрологии филиала ПАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС»;
Лисовский В.В.	– инженер по расчетам и режимам 2 категории Службы

электрических режимов АО «ДРСК»;

Толошинова Е.Е. – главный специалист Отдела архитектуры и строительных конструкций АО «Ленгидропроект»,
в период со 08 по 12 сентября 2025 года провела технический аудит филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС».

Содержание:

№ п/п	Наименование	Стр.
1.	Общие сведения об объекте технического аудита	6
2.	Результаты аудита, выводы и рекомендации аудиторов по направлениям проверок	11
2.1.	Организация расследования причин аварий в работе оборудования ГЭС. Проверка выполнения плана мероприятий по подготовке и прохождению особых периодов эксплуатации	11
2.2.	Организация оперативно-технологического управления и управления режимами	17
2.3.	Устройства релейной защиты и автоматики	23
2.4.	Эксплуатация устройств режимной и технологической автоматики, автоматических систем пожаротушения и пожарной сигнализации, обеспечение единства измерений	24
2.5.	Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления	25
2.6.	Оценка технического состояния оборудования, выполнение рекомендаций Аналитического центра и контроль выполнения показателей ИГО	27
2.7.	Охрана труда и работа с персоналом	29
2.8.	Гидрогенераторы, трансформаторное, коммутационное оборудование и оборудование собственных нужд подстанций, кабельные линии	30
2.9.	Проверка организации ремонта, эксплуатации и технического обслуживания гидротехнических сооружений и производственных зданий	31
2.10.	Гидротурбинное оборудование, гидромеханическое оборудование и общестанционные технические системы	32
2.11.	Пожарная и промышленная безопасность	34
2.12.	Оценка соответствия деятельности объектов филиала требованиям законодательства в области охраны окружающей среды	39
2.13.	Гидротехнические сооружения, производственные здания и сооружения	39
3.	Выявленные отклонения и рекомендации по их устранению	45
3.1.	Организация расследования причин аварий в работе оборудования ГЭС. Проверка выполнения плана мероприятий по подготовке и прохождению особых периодов эксплуатации	45
3.2.	Организация оперативно-технологического управления и управления режимами	66
3.3.	Устройства релейной защиты и автоматики	81
3.4.	Эксплуатация устройств режимной и технологической автоматики, автоматических систем пожаротушения и пожарной сигнализации, обеспечение единства измерений	84
3.5.	Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления	87
3.6.	Оценка технического состояния оборудования, выполнение рекомендаций Аналитического центра и контроль выполнения показателей ИГО	88
3.7.	Охрана труда и работа с персоналом	91
3.8.	Гидрогенераторы, трансформаторное, коммутационное оборудование и оборудование собственных нужд подстанций, кабельные линии	95
3.9.	Проверка организации ремонта, эксплуатации и технического обслуживания	98

	гидротехнических сооружений и производственных зданий	
3.10.	Гидротурбинное оборудование, гидромеханическое оборудование и общестанционные технические системы	99
3.11.	Пожарная и промышленная безопасность	111
3.12.	Оценка соответствия деятельности объектов филиала требованиям законодательства в области охраны окружающей среды	122
3.13.	Гидротехнические сооружения, производственные здания и сооружения	125
4	Визовый блок	140

1. Общие сведения об объекте технического аудита

Полное фирменное название: Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС».

1.1. Местонахождение объекта:

Российская Федерация, 429965, г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, влд. 34.

1.2. Краткая характеристика энергообъекта:

- установленная мощность (по проекту/фактическая) – 1404/1370 МВт;
- средняя за 5 лет фактическая выработка электроэнергии – 2324,2 млн. кВт·час;
- среднегодовая проектная выработка электроэнергии (при НПУ 68,0 м/при ПУ 63,0 м) – 3300 / 2100 млн. кВт·час;
- среднемноголетний сток воды – 112,5 куб. км;
- НПУ/ПУ (по проекту/фактический ПУ) – 63,0 / 68,0 м;
- УМО (по проекту/при фактическом ПУ) – 65,0 / 63,0 м;
- Нмакс – 18,9 м;
- Нрасч – 12,4 м;
- Нмин – 6,5 м.

По проекту установленная мощность Чебоксарской ГЭС 1404 МВт (78 МВт х 18), в настоящее время – 1370 МВт (78 МВт х 17 + 44 МВт): согласно приказу Минэнерго СССР от 12.10.1987 №302а установленная мощность последнего 18-го гидроагрегата принимается равной 44 МВт.

1.3. Состав основного оборудования:

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	Тип гидротурбины и завод изготовитель	Тип генератора и завод изготовитель	U ном. кВ	Год ввода в эксплуатацию
1	78	ПЛ 20/811-В-1000 ПОТ «ЛМЗ», г. Ленинград	СВ 1470/149-104 У4 Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск	13,8 кВ	1980
2	78	ПЛ 20/811-В-1000 ПОТ «ЛМЗ», г. Ленинград	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 Ротор - Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск Статор – ПАО «Силовые Машины» (Электросила) г. Санкт-Петербург	13,8 кВ	1981
3	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1981
4	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1982
5	78	ПЛ 20/811-В-1000 ПОТ «ЛМЗ», г. Ленинград	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1982
6	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1982

7	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1982
8	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1983
9	78	ПЛ 20/811-В-1000 ПОТ «ЛМЗ», г. Ленинград	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1983
10	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 Ротор- ПЭО «Электросила», г. Ленинград Статор – ПАО «Силовые Машины» (Электросила) г. Санкт-Петербург	13,8 кВ	1983
11	78	ПЛ 20/811-В-1000 ПОТ «ЛМЗ», г. Ленинград	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1983
12	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1984
13	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 Ротор - Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск Статор – ПАО «Силовые Машины» (Электросила) г. Санкт-Петербург	13,8 кВ	1984
14	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1984
15	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ 1470/149-104 УХЛ4 ПЭО «Электросила», г. Ленинград	13,8 кВ	1984
16	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ 1470/149-104 У4 Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск	13,8 кВ	1985
17	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 УХЛ4 Ротор - Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск Статор – ПАО «Силовые Машины» (Электросила) г. Санкт-Петербург	13,8 кВ	1985
18	78	ПЛ 20/811-В-1000 «СТЗ», г. Сызрань	СВ1 1470/149-104 У4 Ротор - Завод «Сибэлектротяжмаш», г. Новосибирск Статор – ПАО «Силовые Машины» (Электросила) г. Санкт-Петербург	13,8 кВ	1987

1.4. Состав трансформаторов:

Ст. номер	Мощность, кВА	Тип трансформатора / завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Дата окончания срока службы	ИТС
1Т	400000	ТЦ-400000/500-79У1 Запорожтрансформатор	29.09.1986	30.12.2026	92
2Т	400000	ТЦ-400000/500-79У1 Запорожтрансформатор	23.09.1985	30.12.2025	79
3Т	400000	ТЦ-400000/500-79У1 Запорожтрансформатор	13.09.1983	30.12.2026	88
4Т	400000	ТЦ-400000/220 Запорожтрансформатор	01.12.1980	29.12.2027	88
5Т	200000	ТЦ-200000/220 Запорожтрансформатор	29.09.1984	30.12.2025	78
1АТ фА	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	18.01.1978	30.12.2026	91
1АТ фВ	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	18.01.1978	30.12.2026	91
1АТ фС	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	03.07.1989	30.12.2026	91
1АТ фР	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	18.01.1978	30.12.2028	85
2АТ фА	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	01.02.1992	30.12.2026	91
2АТ фВ	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	01.02.1992	30.12.2026	83
2АТ фС	167000	АОДЦТН- 167000/500/220/35 Запорожтрансформатор	01.02.1992	30.12.2026	89
1ТСН	10000	ТДНС-10000/35 Запорожтрансформатор	22.12.1981	29.12.2027	95
2ТСН	10000	ТДНС-10000/35 Запорожтрансформатор	01.01.1985	30.12.2026	95
3ТСН	400000	ТДНС-10000/35 Запорожтрансформатор	01.04.1987	30.12.2026	95

1.5. В состав Чебоксарской ГЭС входят два ОРУ переменного тока: ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ, фактически территория ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ представляет собой единое распределительное устройство. Выдача мощности в сеть производится по 9-ти воздушным линиям электропередачи: 2 линии 500 кВ, 7 линий – 220 кВ.

Через ОРУ-220 кВ выдается мощность с блоков №№ 4, 5 (гидрогенераторов №№ 13Г, 14Г, 15Г, 16Г, 17Г, 18Г).

Через ОРУ-500 кВ выдается мощность с блоков №№ 1, 2, 3 (гидрогенераторов №№ 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, 6Г, 7Г, 8Г, 9Г, 10Г, 11Г, 12Г).

Системы шин ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ объединены через автотрансформаторы связи 1АТ и 2АТ.

Схема ОРУ-220 кВ выполнена двумя рабочими системами шин с обходной системой шин: 1СШ 220, 2СШ 220, ОСШ 220. Для повышения надежности схемы ОРУ-220 кВ объединение рабочих систем шин 1СШ 220 и

2СШ 220 осуществляется через шиносоединительный выключатель ШСВ.

ОРУ-500 кВ выполнено по полуторной схеме и состоит из двух систем шин, связанных между собой через три выключателя, с обеих сторон которых установлены разъединители.

Электроэнергия на собственные нужды Чебоксарской ГЭС распределяется через комплектные распределительные устройства 6 кВ (КРУ) - 1КРУ-1 и 2КРУ-2. Питание КРУ-6 кВ осуществляется от трансформаторов 1ТСН, 2ТСН, подключенных к генераторному напряжению 13,8 кВ блоков № 1 и № 4 соответственно.

Питание собственных нужд ОРУ-500/220 кВ осуществляется через комплектные распределительные устройства 6 кВ (КРУ) - 3КРУ-1 и 3КРУ-2. Питание КРУ-6 кВ осуществляется от трансформатора 3ТСН, подключенного к автотрансформатору связи 1АТ по стороне 35 кВ.

ОРУ-500/220 кВ построено на территории с высоким уровнем грунтовых вод и пучинистым грунтом, что требует дополнительных мероприятий по исключению влияния сил морозного пучения на ростерки и сваи фундаментов под оборудование (утепление грунта по периметру фундаментов).

От вышеуказанных недостатков влияния окружающей среды и уровня грунтовых вод на надежность работы оборудования можно избавиться, проводя утепление по периметру фундаментов по разработанной рабочей документации, которое выполняется во время проведения замены оборудования ОРУ-500/220 кВ.

ОРУ-500/220 кВ введено в эксплуатацию в 1978 году, время эксплуатации основной части превышает срок эксплуатации.

Произведена замена наиболее изношенного оборудования ОРУ-220 кВ в 2011-2019 годах, заменено 13 выключателей на элегазовые производства ООО «АББ», разъединителей 1ШР-Чигашево, 2ШР-Чигашево, ЛР-Чигашево, ОР-Чигашево, 1ШР-4Т, 2ШР-4Т, Р-4Т, ОР-4Т, 1ШР-5Т, 2ШР-5Т, Р-5Т, ОР-5Т, 1ШР-1АТ, 2ШР-1АТ, Р-1АТ, ОР-1АТ.

Произведена замена масляных трансформаторов напряжения на емкостные.

В 2023 году заменены разъединители ШР-1ТН и ШР-2ТН. В 2025 году проводится замена разъединителей ОР-ОВ, 2ШР-ОВ, 2ШР-ШСВ, запланирована замена 1ШР-ШСВ, 1ШР-ОВ, ввод в работу 3ТН.

В 2024 году заключен договор на поставку и договор на строительно-монтажные работы по замене высоковольтных выключателей 500 кВ. В 2025 году выполнена замена выключателей В-61, В-51. Выполняется замена выключателей В-10, В-50.

1.6. Состав гидротехнических сооружений:

В состав гидротехнических сооружений Чебоксарской ГЭС входят:

- здание ГЭС с 18 агрегатами;
- водосливная плотина;
- земляная плотина;
- судоходные сооружения, включающие однокамерный двухниточный шлюз;
- аванпорт с ограждающей дамбой;
- нижний подходной канал с ограждающей дамбой.

Двухниточный однокамерный шлюз находится в ведении Волжского государственного бассейнового управления водных путей и судоходства Минтранса России, эксплуатируется Чебоксарским районом гидросооружений.

Длина напорного фронта - 3900 м.

Параметры водохранилища: в настоящее время Чебоксарский гидроузел эксплуатируется при фактической подпорной отметке 63,0 м (проектный НПУ – 68,0 м).

Топографические характеристики водохранилища для фактической подпорной отметки (ПУ 63,0 м):

- | | |
|--------------------------------------|-------------------------|
| – фактический подпорный уровень (ПУ) | 63,0 м; |
| – площадь зеркала | 1 080 км ² ; |
| – полная статическая емкость | 4,6 км ³ ; |
| – полезная статическая емкость | 0,0 км ³ ; |

Характерные уровни водохранилища в районе гидроузла при фактической подпорной отметке (ПУ 63,0 м):

Минимальный навигационный:

- | | |
|--------------------|---------|
| – в начале периода | 63,0 м; |
| – в конце периода | 63,0 м; |

Нормальной предполоводной сработки (УНС) 63,0 м;

Наинизший при предельной сработке (УМО) 63,0 м;

Максимальный форсированный уровень при пропуске половодья

- | | |
|---------------------------------|---------|
| – вероятностью превышения 0,01% | 69,5 м. |
|---------------------------------|---------|

Краткое описание гидротехнических сооружений:

Здание ГЭС с 18 агрегатами. Тип здания – русловое, совмещенное с донными водосбросами. Строительная высота 66,05 м. Длина 628,0 м с монтажной площадкой, собственно здание ГЭС - 547,2 м. Здание ГЭС делится температурно-осадочными швами на 9 двухагрегатных секций. Размер секций поперек потока 60,8 м. Ширина по основанию 73,0 м

Водосливная плотина. Тип сооружения – водослив практического профиля, монолитный состоит из двух секций, в каждой по три пролета по 20 м. Длина по гребню – 149,8 м. Ширина по основанию 48 м. Максимальная высота плотины 38,22 м. Отметка порога водослива 54,0 м.

Земляная плотина. Тип сооружения – однородная в поперечном сечении, намывная. Отметка гребня на русловом участке плотины – 74,0 м (с учетом парапета высотой 1,1 м), на пойменном – 72,5 м. Максимальная высота – 40,5 м. Длина по гребню 2860 м. Ширина по гребню 32-129 м. Ширина по подошве – 420 м.

Дамба аванпорта. Тип сооружения – подводная часть намывная из песчаных грунтов, надводная часть из связанных грунтов. Максимальная высота – 26 м. Длина по гребню 2,5 км. Ширина по гребню 10 м.

Дамба низового подходного канала. Тип сооружения – подводная часть намывная из песчаных грунтов, надводная часть из связанных грунтов. Максимальная высота – 13 м. Длина по гребню 1,5 км. Ширина по гребню 7 м.

Гидротехнические сооружения, которые подлежат декларированию безопасности: здание ГЭС с 18 агрегатами; водосливная плотина; земляная плотина. Срок действия декларации безопасности ГТС № 25-25(06)0048-00-ГЭС от 03 июня 2025 года установлен 5 года. Комплекс гидросооружений «Чебоксарской ГЭС» внесен в Российский регистр гидротехнических сооружений за номером 2089700000510000.

2. Результаты аудита, выводы и рекомендации аудиторов по направлениям проверок

2.1. Организация расследования причин аварий в работе оборудования ГЭС. Проверка выполнения плана мероприятий по подготовке и прохождению особых периодов эксплуатации

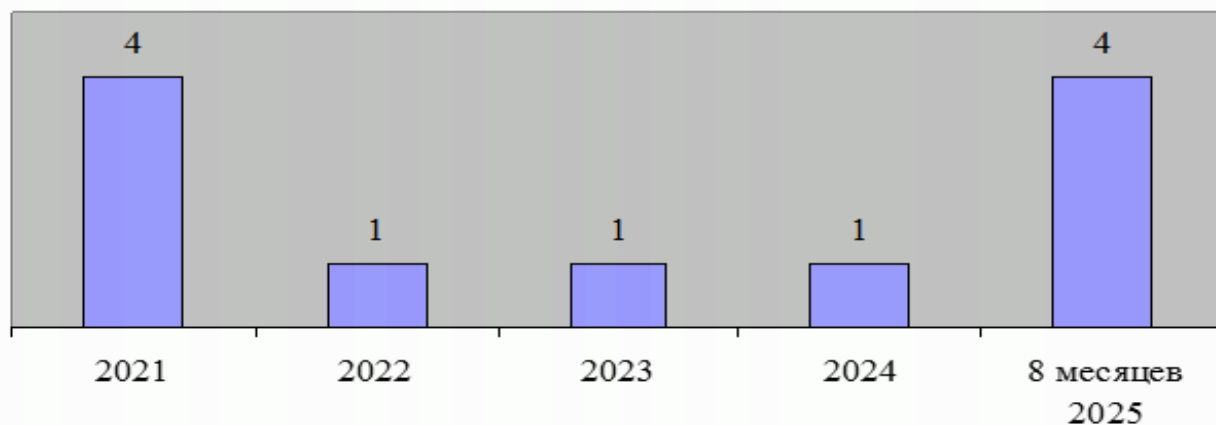
Проведена проверка:

- наличия приказов о назначении комиссий по расследованию причин аварий;
- организации оповещения в случае возникновения аварий;
- организации работы комиссий по расследованию причин аварий;
- оформления материалов по итогам расследования причин аварий;
- организации учета и отчетности о произошедших авариях;
- выполнения противоаварийных мероприятий;
- выполнения плана мероприятий по подготовке и прохождению особых периодов эксплуатации (приказы ПАО «РусГидро» от 04.02.2025 № 85 «Об организации безопасного прохождения половодно-паводкового периода 2025 года», от 24.02.2025 № 150 «Об обеспечении надежной работы в период грозовой активности 2025 года», от 26.05.2025 № 439 «О результатах прохождения отопительного сезона 2024/2025 года и задачах по подготовке к предстоящему отопительному сезону 2025/2026 года»);
- организации постоянного и периодического контроля (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений);
- технического состояния оборудования, ЗиС.

В соответствии с требованиями СТО РусГидро 07.01.66-2022 «Порядок расследования и учета аварий, инцидентов и повреждения оборудования. Нормы и требования» для организации расследования и учета причин аварий и инцидентов в Филиале ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» создана постоянно действующая комиссия по техническому расследованию причин аварий и инцидентов, утвержденная приказом филиала от 09.04.2024 № ЧГЭС/97-0092 «О назначении постоянно действующей Комиссии по расследованию причин аварий и инцидентов». Для расследования причин конкретной аварии приказами филиала создаются отдельные комиссии в зависимости от вида отключившегося оборудования. Оповещение ИА ПАО «РусГидро» и сторонних организаций (АО «СО ЕЭС», Ростехнадзор, субъектов электроэнергетики) осуществляется в соответствии с приказом филиала от 07.12.2023 № ЧГЭС/97-0482 «Об утверждении Порядка передачи оперативной информации и реестра информационного обмена». Деятельность указанных комиссии организована в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846, СТО РусГидро 07.01.66-2022, а также приказами Минэнерго России от 02.03.2010 № 91 «Об утверждении Порядка передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике», от 02.03.2010 № 90 «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядке ее заполнения».

Учет и отчетность о произошедших авариях ведется в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике и приказом Минэнерго России от 02.03.2010 № 92 «Об утверждении формы отчета об авариях в электроэнергетике и порядка ее заполнения». Оформление актов о расследовании причин аварий осуществляется в ПК «База аварийности в электроэнергетике». Учет и контроль выполнения мероприятий, намеченных по результатам расследования аварий, осуществляется в ИС «МАХИМО» модуле КНД.

Распределение аварийности в работе Чебоксарской ГЭС с 2021 года по годам:



Распределение аварий по организационным причинам 2021-2025 годы:

Период	Ошибочные или неправильные действия (или бездействие) персонала служб (подразделений) организации	Ошибочные или неправильные действия привлеченного персонала, выполняющего работу по договору	Отключение (повреждение) оборудования в смежной электрической сети	Воздействие повторяющихся стихийных явлений: Ветровые нагрузки	Несвоевременное выявление и устранение дефектов	Дефекты изготовления	Дефекты монтажа	Недостатки проекта	Неудовлетворительное качество ОРД и должностных инструкций
2021			1	1		1			1
2022						1			
2023						1			
2024						1		1	
8 месяцев 2025	1	1			1		1	1	

Распределение аварий по видам оборудования 2021-2025 годы

Период	Турбинное оборудование	Гидрогенераторы	Трансформаторы	Электротехническое оборудование	Оборудование РЗ и А / ПА
2021				4	
2022					1
2023					1
2024	1				
8 месяцев 2025					4

Наибольшее количество аварий в сравниваемых периодах произошло в 2021 и 2025 годах – по 4 аварии.

Подавляющее число аварий (4) произошло из-за дефектов (недостатков) конструкции, изготовления, монтажа; по вине собственного персонала произошла 1 авария в 2025 году; по вине привлеченного персонала, выполняющего работы по договору, произошла 1 авария в 2025 году.

По организационным причинам аварии распределяются следующим образом:

53,8 % - дефекты (недостатки) проекта, конструкции, изготовления, монтажа;

7,7 % - неудовлетворительное качество ОРД и должностных инструкций;

- 7,7 % - несвоевременное выявление и устранение дефектов;
- 7,7 % - воздействие повторяющихся стихийных явлений - ветровые нагрузки;
- 7,7 % - отключение (повреждение) оборудования в смежной электрической сети;
- 7,7 % - ошибочные или неправильные действия (или бездействие) персонала служб (подразделений) организации;
- 7,7 % - ошибочные или неправильные действия привлеченного персонала, выполняющего работу по договору.

Причиной ошибочных или неправильных действий (или бездействий) персонала служб (подразделений) организации (персонал СРЗАиМ Чебоксарской ГЭС) явилось не выявление несоответствия фактического монтажа исполнительным схемам 15-ТПиР от 21.12.2015 г. «Реконструкция релейной защиты и автоматики блочных трансформаторов» в схеме № 85/02-2016-102-УА4 «4Т. Управление и автоматизация элементов станции. Схемы полные», лист 2 «Дополнительный монтаж шкафа №172 АУВ В-4Т и панели №162 УРОВ-220 кВ» и не определение необходимости демонтажа перемычки, не предусмотренной исполнительной документацией, между цепями 0511 (клемма Х1:93) и цепями 0547 (клемма Х3:1) защит ДЗО 4Т комплекта № 1 при выполнении технического обслуживания микропроцессорных защит трансформатора 4Т.

Аварии по отключившемуся или поврежденному оборудованию распределены следующим образом:

На турбинном оборудовании зафиксирована 1 авария:

1) обрыв троса обратной связи рабочего колеса в защитной бесстыковой, бесшовной, трубке длиной 2380 мм под верхней крестовиной 14Г, расположенной горизонтально со стороны левого берега, на прямолинейном участке между переходными роликами (расстояние до ближайшего ролика составляет 500 мм) привел к аварийному отключению гидрогенераторов 13Г и 14Г;

На электротехническом оборудовании зафиксировано 4 аварии:

1) утечка воздуха на В-32 фаза «В» по причине износа (промятия) уплотнительных колец разборных клапанов неподвижных контактов;

2) разрушение верхнего изолятора изоляционной колонки ОР – Канаш-1 по причине износа фарфора по всей горизонтальной площади в нижней части изолятора, на расстоянии 1-2 см ниже армировочного шва изолятора;

3) режим отключения В-10, сопровождающийся длительным горением дуги, привел к повреждениям изоляционных частей внутри дугогасительной камеры фазы «С» В-10, которые снизили коммутационную способность и диэлектрические свойства В-10, что привело к отказу выключателя В-10;

4) неудовлетворительное качество производственных инструкций (инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств

релейной защиты и электроавтоматики (инд. №37), инструкции по организации работ на панелях и в цепях устройств РЗА (инд. №67).

На оборудовании РЗ и А / ПА зафиксировано 6 аварий:

- 1) деградационный отказ контроллера блока аналоговых сигналов типа Д25320, приближение к среднему сроку службы шкафа МП защит типа ШЭ 1113-133G07, определенному производителем;
- 2) нарушение электрического контакта в потенциометре настройки времени возврата из-за дефекта реле времени;
- 3) заниженное напряжение срабатывания ($U_{ср}=112В$, $U_{в}=62В$) реле KL4 в цепи отключения выключателя ШСВ от комплекта № 2 ЗБТ 5Т;
- 4) при выполнении технического обслуживания микропроцессорных защит трансформатора 4Т, персоналом СРЗАиМ Чебоксарской ГЭС не выявлено несоответствие фактического монтажа исполнительным схемам;
- 5) выход из строя микросхемы DA3 (K525PC1A) в блоке ПРМ-1 схемы преобразователя частоты ВЧ-приемника ПВЗ-90М;
- 6) неправильная маркировка жил контрольного кабеля и клемм.

На генераторном оборудовании аварий не зафиксировано.

На трансформаторном оборудовании аварий не зафиксировано.

Для снижения аварийности в Филиале и повышения качества расследования проводятся работы по следующим основным направлениям:

1. Проведение консультаций и совещаний с заводами-изготовителями, оперативными диспетчерскими управлениями на этапе расследования аварийных отключений.
2. Проведение технического обучения оперативному и техническому персоналу по эксплуатации вновь вводимого оборудования.
3. Качественное и своевременное выполнение противоаварийных мероприятий, направленных на исключение повторения аналогичных аварий.
4. Актуализация и своевременная реализация имеющихся программ по повышению надежности и снижению аварийности в работе оборудования ГЭС.
5. Усиление контроля за техническим состоянием и работой вновь смонтированного оборудования и устройств, а также за работой оборудования, отработавшего нормативный срок службы.
6. Выявление недостатков в проектах и конструкциях на ранних этапах эксплуатационного цикла оборудования.
7. Качественный и своевременный анализ данных с систем мониторинга оборудования и ГТС с последующим выявлением и устранением дефектов.
8. Модернизация и замена оборудования, отработавшего нормативный срок службы.
9. Осуществление постоянного контроля за качеством выполнения ремонтов и техническим обслуживанием оборудования подрядными организациями.

С целью подготовки к работе к прохождению половодно-паводкового периода 2025 года, на основании приказа ПАО «РусГидро» от 04.02.2025 № 85, издан приказ Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 10.02.2025 № ЧГЭС/97-0041 «Об организации безопасного прохождения половодно-паводкового периода 2025 года», которым, в том числе, утвержден «План мероприятий, обеспечивающий надежную и безаварийную работу оборудования и гидротехнических сооружений Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» в половодно-паводковый период 2025 года».

С целью подготовки к работе в период грозовой активности в Филиале ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» издан приказ от 06.03.2025 № ЧГЭС/97-0068 «Об обеспечении надежной работы в период грозовой активности 2025 года».

С целью подготовки к предстоящему отопительному сезону 2025/2026 года, на основании приказа ПАО «РусГидро» от 26.05.2025 № 439, издан приказ Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 05.06.2025 № ЧГЭС/97-0158 «О результатах прохождения отопительного сезона 2024/2025 года и задачах по подготовке к предстоящему отопительному сезону 2025/2026 года», которым, в том числе, утвержден «План мероприятий по подготовке Филиала к работе в отопительный сезон 2025/2026 года».

Все утвержденные мероприятия выполняются в соответствии с установленными сроками.

По подготовке к половодно-паводковому периоду из 36 мероприятий выполнено 36, что составляет 100 %.

По подготовке к работе в период грозовой активности из 19 мероприятий выполнено 19, что составляет 100 %.

По подготовке к работе в отопительный сезон из 44 мероприятий выполнено 8, остальные мероприятия находятся в работе (не подошел срок выполнения).

В соответствии с пунктом 6 Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465 приказом Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 14.09.2023 № ЧГЭС/97-0358 «О создании Комиссий, подготовке перечней и графиков по техническому освидетельствованию» назначаются комиссия по каждому техническому освидетельствованию оборудования, ЗиС. В филиале утверждён перспективный пятилетний график технического освидетельствования оборудования, технических систем, ЗиС и годовой график ТО на 2025 год.

Выводы и предложения

В филиале организована работа по расследованию причин аварий, по их учету и отчетности. Противоаварийные мероприятия по результатам расследования выполняются в срок и в полном объеме.

В филиале организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния оборудования, ЗиС. Приказами назначен персонал по техническому и технологическому контролю, назначены специалисты подразделений филиала, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, ЗиС. Организована работа по проведению технического освидетельствования оборудования, ЗиС комиссиями филиала, за исключением оборудования, указанного в разделе 2 данного Отчета о проведении технического аудита.

По результатам аудита:

- провести анализ выявленных в ходе проверки нарушений;
- оценить соблюдение сроков предоставления отчетности и оформления ОРД по организации работы Филиала в особые периоды эксплуатации;
- организовать пересмотр перечня объектов технического освидетельствования Филиала и ОРД «О создании Комиссий, подготовке перечней и графиков по техническому освидетельствованию»;
- установить периодичность проведения технического освидетельствования объектов технического освидетельствования;
- организовать работу по устранению выявленных отступлений от установленных нормативных требований.

2.2. Организация оперативно-технологического управления и управления режимами

2.2.1. Организация оперативно-технологического управления

2.2.1.1. Филиал расположен в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (далее – ОДУ СВ) и Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ (далее – НРДУ).

2.2.1.2. Организация взаимодействия Филиала с субъектами оперативно-диспетчерского управления в части оборудования и устройств РЗА ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ выполняется в соответствии с «Положением о взаимоотношениях Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» и «Положением о взаимоотношениях Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России».

2.2.1.3. Фактическая численность оперативного персонала на период проведения целевой проверки составляет 46 человек, при 48 по утвержденному штатному расписанию и позволяет в полном объеме выполнять задачи по оперативно-технологическому управлению объектов Филиала (конкурсные процедуры ФБД, проведены по вакантным должностям, на данный момент подписывается заключение).

2.2.1.4. Схема организации оперативно-технологического управления объектов Филиала реализована в следующем порядке:

2.2.1.4.1. Выполнение команд диспетчера Филиала ОДУ СВ и НРДУ выполняется непосредственно начальником смены станции;

2.2.1.4.2. Обеспечение взаимодействия с диспетчерскими центрами в части выполнения требований ОРЭМ: формирование состава и параметров генерирующего оборудования в выходные и праздничные дни возлагается на НСС, подача аварийных/неотложных диспетчерских заявок возлагается на НСС;

2.2.1.4.3. Оповещение оперативного дежурного Ситуационного управления Департамента ситуационного управления и безопасности производства ПАО «РусГидро» и формирование оперативных сообщений в соответствии с требованиями Приказа Общества от 31.05.2021 № 489 «Об утверждении Порядка передачи оперативной информации в Группе РусГидро» и Приказом Общества от 31.05.2021 № 489 с внесенными изменениями выполняется НСС.

2.2.1.5. В период проведения целевой проверки было проверено соответствие типовым требованиям ПАО «РусГидро» положения по Оперативной службе, должностных инструкций, инструкций по охране труда. Проверено наличие протоколов проверки знаний оперативного персонала Филиала и прохождение обучения оперативного персонала на курсах повышения квалификации в соответствии с требованиями Трудового кодекса.

2.2.1.6. Оперативный персонал Филиала обеспечен автоматизированными рабочими местами (далее - АРМ), средствами диспетчерской телефонной связи и переносными средствами связи для организации оперативно-технологического управления оборудованием.

2.2.1.7. При проведении целевой проверки проверена укомплектованность оперативного персонала средствами индивидуальной защиты, инструментами, электрозащитными средствами и комплектами термостойкими защитными от термических рисков воздействия электрической дуги.

2.2.2. Оперативная и эксплуатационная документация

2.2.2.1. В Оперативной службе (далее – ОС) Филиала разработан и утвержден Перечень документации на рабочих местах оперативного персонала (далее – Перечень документации) соответствующий требованиям ОУ-11-2013 (ТП) по подготовке, согласованию и утверждению эксплуатационной документации оперативного персонала. В период проверки была проверена комплектность оперативных инструкций, инструкций по эксплуатации оборудования, технологических и электрических схем.

2.2.2.2. Для организации безопасного производства оперативных переключений в электроустановках ОС Филиала разработаны инструкции по

производству оперативных переключения, типовые бланки переключений. Форма типовых и обычных бланков переключений (далее – ТБП и БП), принятые требования к их учету, оформлению, хранению в целом соответствуют требованиям НТД и типовой инструкции по производству переключений в электроустановках на объектах ПАО «РусГидро» (утверждена приказом ПАО «РусГидро» от 23.09.2019 № 770).

2.2.3. Организация работы с персоналом

2.2.3.1. Организация работы с оперативным персоналом на Филиале в целом соответствует требованиям «Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ», утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ от 22.09.2020, и порядку проведения работы с персоналом в ПАО «РусГидро», утвержденному приказом ПАО «РусГидро» от 15.04.2021 № 308.

2.2.3.2. Выявлено несоответствие группы по электробезопасности руководителя Группы режимов Оперативной службы (III группа) требованиям профессионального стандарта 20.007 «Работник по планированию режимов гидроэлектростанций/ гидроаккумулирующих электростанций» (не ниже IV группы).

Предлагается внесение изменений в требования профстандарта в сторону смягчения требований (не ниже III группы по ЭБ). Трудовая функция «Замещение недостоверных/недостающих данных в системе учета данных из альтернативных источников», по причине которой это требование действовало ранее, не требует наличия IV группы по ЭБ (в соответствии с разделом 8 Приложения № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, такое замещение выполняется расчетными способами). При необходимости на филиале указанные требования могут быть ужесточены локально.

2.2.3.3. Во исполнение распоряжения от 26.12.2016 №359р «Об использовании корпоративного тренажера при проведении учебных тренировок оперативного персонала ГЭС/ГАЭС» на Филиале внедрен тренажерный класс с автоматизированными рабочими местами. Учебные тренировки с использованием корпоративного тренажера для оперативного персонала проводятся на базе схемы Чебоксарской ГЭС.

2.2.4. Проверка уровня подготовки оперативного персонала при выполнении функциональных обязанностей

2.2.4.1. В период целевой проверки проверена организация допуска бригады на рабочее место оперативным персоналом, проведение противоаварийной совмещенной с противопожарной тренировки, ведение оперативных переговоров.

2.2.5. Организация планирования и контроль выполнения водноэнергетических режимов

2.2.5.1. Чебоксарская ГЭС является пятой ступенью Волжско-Камского каскада, приток воды к створу гидроузла определяется боковой приточностью в Чебоксарское водохранилище и сбросами воды в нижний бьеф Нижегородского гидроузла. Режим работы Чебоксарского гидроузла устанавливается Росводресурсами.

2.2.5.2. Чебоксарская ГЭС осуществляет использование Чебоксарского водохранилища без забора (изъятия) водных ресурсов для целей производства электрической энергии в соответствии с договором водопользования от 01.04.2017 № 21-08.01.04.003-Х-ДГБК-Т-2017-00764/00 (срок действия – 31.12.2027), заключенным с Верхне-Волжским бассейновым водным управлением Федерального агентства водных ресурсов.

2.2.5.3. Чебоксарская ГЭС с начала эксплуатации функционирует на временной непроектной отметке водохранилища 63,0 м (при проектной 68,0 м). По этой причине свободная емкость водохранилища практически отсутствует, Чебоксарская ГЭС осуществляет суточное регулирование стока и работает в режиме поддержания уровня водохранилища: в диапазоне 63,0 – 63,3 м в период навигации, 62,5 – 63,3 м – в межнавигационный период (без учета сгонно-нагонных явлений). Режим работы является транзитным и определяется величиной притока воды.

2.2.5.4. По причине того, что Чебоксарское водохранилище не наполнено до проектных отметок, действующие Правила использования водных ресурсов Чебоксарского водохранилища отсутствуют. При установлении режимов работы Чебоксарского гидроузла применяются Временные основные правила использования водных ресурсов Чебоксарского водохранилища на р. Волге (на период начальной эксплуатации), выпущены в 1982 году.

2.2.5.5. Планирование водноэнергетических режимов осуществляется в долгосрочной, среднесрочной и краткосрочной перспективах в соответствии с требованиями СТО РусГидро 06.01.84-2013:

2.2.5.5.1. Планирование водноэнергетических режимов осуществляется с использованием следующих инструментов, в которых применяются актуальные характеристики оборудования и сооружений Чебоксарской ГЭС:

- информационная система «Диспетчерский центр»;
- разработанная работниками Группы режимов Оперативной службы модель водохозяйственных и водноэнергетических расчетов на базе Microsoft Excel.

2.2.5.5.2. В целях планирования и контроля выполнения водноэнергетических режимов на филиале утверждены инструкции по ведению водноэнергетических режимов, по расчету располагаемой

мощности. Сроки пересмотра инструкций соблюдаются, в содержании инструкций учитываются результаты реализации программы комплексной модернизации филиала. Результаты проверки указанных инструкций приведены в разделе 9 настоящего отчета.

2.2.5.6. Предоставление филиалу гидрометеорологической информации, необходимой в целях планирования водноэнергетических режимов, осуществляется ФГБУ «Верхне-Волжское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» в соответствии с ежегодно заключаемым договором по предоставлению гидрометеорологической информации, мониторингу качества воды в верхнем и нижнем бьефах, а также по договору по предоставлению гидрометеорологической информации ПАО «РусГидро».

2.2.5.7. Поддержание уровня Чебоксарского водохранилища выполняется в установленных пределах. Наибольшее зафиксированное отклонение (20 см) соответствует величинам ветровых нагонов и сгонов.

2.2.5.8. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ГЭС ежегодно до наступления весеннего половодья и после его прохождения комиссией филиала производятся осмотр и проверка подготовки основного и вспомогательного оборудования, всех ГТС, их механического оборудования, подъемных устройств, что подтверждается соответствующими актами.

2.2.5.9. Данные водноэнергетического режима ежедневно фиксируются в АСУТП (автоматически), суточной ведомости (оперативным персоналом), Информационной системе «Диспетчерский центр» в соответствии с установленным регламентом направления макетированной информации Группой режимов Оперативной службы).

2.2.5.10. При ведении режимов учитываются рекомендации Группы сопровождения энергорынков в части организации ремонтной деятельности филиала, случаи неприменения за период с 2024 года не выявлены (подтверждается рассмотренными диспетчерскими заявками на изменение эксплуатационного состояния оборудования).

2.2.6. Осуществление учета стока на Чебоксарской ГЭС

2.2.6.1. Основные статьи расхода воды через Чебоксарский гидроузел определяются в соответствии с требованиями СТО РусГидро 06.01.99-2013.

2.2.6.2. Применяемые в целях учета стока средства измерений регулярно, в соответствии с требуемой периодичностью, проходят поверку в аккредитованных на проведение поверки в соответствии с законодательством Российской Федерации организациях.

2.2.6.3. Применяемые расчетные способы определения расхода воды соответствуют требованиям точности, установленным СТО РусГидро 06.01.99-2013 (не более 3%). Точность применяемых способов

расчета расхода воды регулярно контролируется Группой режимов Оперативной службы.

2.2.6.4. Потери напора по длине водоподводящих сооружений учтены в расходных характеристиках гидроагрегатов, построенных в зависимости от напора брутто. Потери напора на сороудерживающих решетках измеряются инструментально.

2.2.7. Управление электроэнергетическим режимом

2.2.7.1. Параметры электроэнергетического режима, показатели работы оборудования поддерживаются в соответствии с требованиями НТД, местных инструкций; уровни напряжений – в соответствии с графиками напряжения в контрольных пунктах Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

2.2.8. Осуществление передачи информации о работе объекта в соответствии с установленными требованиями

2.2.8.1. Информация, необходимая для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, передается филиалом в соответствии с периодичностью и формами, установленными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340.

2.2.8.2. Данные для ведения государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса передаются филиалом в соответствии с требованиями и формами приказа Минэнерго России от 16.08.2019 № 865.

Сведения о технико-экономических показателях работы ГЭС передаются в Минэнерго РФ в соответствии с приказом Росстата от 18.10.2021 № 712.

Выводы и предложения

Следует отметить:

1. Применение оперативным персоналом предзаполненных таблиц с указанием всех сигнальных элементов панелей защит и ПА. При срабатывании защит оперативный персонал отмечает «галочкой» те элементы, которые сработали (лампы сигнализации, указательные реле, блинкеры и т.п.), не переписывая на черновик наименования, это позволяет более быстро сообщить вышестоящему персоналу информацию о сработавших защитах.

2. Участок химического анализа Филиала в полной мере без привлечения сторонних организаций выполняет оценку состояния всех объектов исследований: энергетических масел, подземных вод, электролитов, сорбента. Полностью оснащен всем необходимым лабораторным оборудованием и квалифицированным персоналом.

В целом работа Филиала, в части оперативно-технологического управления и управления водноэнергетическими режимами соответствует

требованиям нормативно-технологической документации (Приказам, Распоряжениям, Оперативным указаниям, Циркулярам Стандартам и Правилам, действующим в ПАО «РусГидро»). Производственный персонал готов к исполнению должностных обязанностей (с учетом объективной необходимости актуализации требования к группе по электробезопасности руководителя Группы режимов Оперативной службы, устанавливаемой профессиональным стандартом 20.007).

В ходе аудита сформированы систематические предложения по повышению качества мониторинга технических показателей режима работы оборудования и водноэнергетического режима, обеспечению полноты и качества, точности содержания эксплуатационно-технической документации. Вопросы учета некоторых статей стока воды через гидроузел в соответствии с требованиями СТО РусГидро 06.01.99-2013 требуют анализа на основании оценки филиалом величин расходов по этим статьям учета стока.

Выявленные недостатки ведения оперативной документации, ознакомления персонала с организационно-распорядительными документами и инструкциями, по учету нормативных изменений в местных инструкциях носят систематический характер. Возможны следующие мероприятия для их устранения (минимизации) в будущем: контроль со стороны руководства филиала нормативных изменений и их учета в местных инструкциях, обеспечение доступа работников филиалов к корпоративной базе документов в «Консультант Плюс», постоянный контроль за полнотой и своевременностью ознакомления персонала с местными инструкциями (без возникновения задержек в ознакомлении с момента выпуска). В помещениях машинного зала, РУ и т.п. помещениях с электротехническим оборудованием, а также на рабочих местах выведенного в ремонт оборудования поддерживается порядок и чистота.

2.3. Устройства релейной защиты и автоматики

Проведена выездная проверка объекта электроэнергетики «Чебоксарская ГЭС», эксплуатацию которого осуществляет филиал ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС».

Устройства РЗА, вторичное оборудование и средства измерения, находящиеся в эксплуатационной ответственности службы релейной защиты, автоматики и метрологии (СРЗАиМ) находятся в удовлетворительном состоянии, документацией обеспечены, обслуживающим персоналом обеспечены.

Персонал обладает достаточным уровнем подготовки и знанием нормативной документации.

Выявлены нарушения требований «Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555, в части оформления технической документации.

Выводы и предложения

Техническое состояние большинства устройств РЗА является удовлетворительным, что во многом достигается достаточно высокой квалификацией персонала.

Обусловленный близостью большого количества предприятий-разработчиков устройств РЗА отток квалифицированных работников создает риски снижения уровня эксплуатации и снижение качества приемки вновь создаваемых при модернизации устройств РЗА. Данный риск относится к наиболее значительным, поскольку следствием оттока работников может быть повышение аварийности. Учитывая, что большое количество устройств РЗА на ОРУ 500 кВ и 220 кВ все еще составляют электромеханические устройства РЗА, для которых характерными видами неправильной работы являются отказы в действии, то существующие риски в перспективе могут привести к возникновению серьезных аварий. Целесообразно пересмотреть кадровую политику в отношении службы РЗА филиала с учетом специфики рынка труда в г. Чебоксары.

Выявленные замечания, в большинстве случаев связаны с большой загруженностью персонала участка РЗиПА. Учитывая тот факт, что на ОРУ 500 и 220 кВ, предстоит большое количество работ, связанных с реконструкцией, и появлением большего количества сложных устройств, целесообразно увеличить штатное расписание участка РЗиПА, для повышения уровня эксплуатации и как следствие снижения уровня аварийности.

2.4. Эксплуатация устройств режимной и технологической автоматики, автоматических систем пожаротушения и пожарной сигнализации, обеспечение единства измерений

Устройства режимной и технологической автоматики, системы возбуждения находящиеся в эксплуатационной ответственности Службы релейной защиты, автоматики и метрологии в целом находятся в удовлетворительном состоянии. Службы релейной защиты, автоматики и метрологии укомплектована квалифицированным обслуживающим персоналом.

Персонал обеспечен проверочными устройствами и измерительной аппаратурой, средствами калибровки для проведения технического обслуживания, проведения калибровки СИ.

Системы возбуждения гидрогенераторов Чебоксарской ГЭС — статические тиристорные самовозбуждения оснащенные микропроцессорными АРВ в период с 2013 по 2017 гг.

Регуляторы скорости Чебоксарской ГЭС микропроцессорные введены в эксплуатацию в период с 2019 по 2025гг.

Эксплуатация организована качественно, имеются лишь отдельные единичные отступления от требований нормативных правовых актов.

Техническая документация имеется, пересматривается в положенное время, обеспечение обслуживающим квалифицированным персоналом удовлетворительное.

Отмечаю наличие квалифицированного персонала, имеющего право самостоятельного обслуживания устройств релейной защиты и средств измерений.

Выводы и предложения

Техническое состояние устройств РЗА является удовлетворительным, что во многом достигается достаточно высокой квалификацией и работоспособностью персонала.

При оформлении протоколов технического обслуживания рекомендуется включать в них объективные данные проверки (осциллограммы переходных процессов) настройки регуляторов. В программу профилактического восстановления системы возбуждения добавить результаты осмотра контактной системы устройства гашения поля типа MEGT. В папки с типовыми программами работ добавить перечень хранящихся в них программ.

2.5. Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления

Описательная часть

По направлению аудита была проведена оценка соответствия организации эксплуатации и технического обслуживания информационно-технологических систем и комплексов (далее - ИТСиК) требованиям действующих нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов в области электроэнергетики, а также требованиям стандартов Общества на предмет соответствия установленным требованиям:

- распределении границ, функций и ответственности по обслуживанию оборудования информационно-технологических систем и комплексов между структурными подразделениями и специалистами;
- к содержанию в исправном и работоспособном состоянии оборудования информационно-технологических систем и комплексов;
- организации подготовки и допуска персонала к самостоятельному обслуживанию оборудования информационно-технологических систем и комплексов;
- к наличию и ведению эксплуатационно-технических документов по обслуживанию оборудования информационно-технологических систем и комплексов;
- организации технического обслуживания оборудования информационно-технологических систем и комплексов.

Оборудование ИТСиК (оборудование связи и

АСУТП/ССПИ/АИИСКУЭ), находится в зоне эксплуатационной ответственности персонала Службы связи, информационных и технологических систем (далее - Служба связи). Оборудование связи в зоне ответственности персонала участка связи и телекоммуникаций (3 ИТР+ 2 электромонтёра) и АСУТП/ССПИ/АИИСКУЭ в зоне ответственности персонал участка верхнего уровня АСУТП (4 ИТР). Вакансии в Службе связи отсутствуют.

Персонал подразделения участков Службы связи обладает достаточными знаниями и уровнем квалификации для грамотной эксплуатации оборудования ИТСиК. Необходимая организационно-распорядительная документация, эксплуатационно-техническая документация в наличии.

Оборудование устройств ИТСиК находится в исправном, работоспособном состоянии.

Техническое обслуживание оборудования проводится регулярно, техническая документация, исполнительные схемы, планы, графики технического обслуживания, программы и протоколы технического обслуживания имеются.

На текущий момент на филиале выполняются работы по модернизации СДТУ. Работы выполняются в срок. Строительные и монтажные работы выполнены в полном объеме. Ожидается представление со стороны подрядной организации полного комплекта исполнительной документации.

Выводы и предложения

При проверке выполнения технического обслуживания оборудования ИТСиК выявлен факт обслуживания оборудования не в полном объёме, недостатки при оформлении протоколов выполненных работ, нарушения требований по подключению ИТСиК к системе обеспечения единого времени. Нарушения носят несистемный характер и предложения по их устранению приведены в разделе 2 настоящего отчета.

При проверке организации эксплуатации и технического обслуживания оборудования ИТСиК отмечен факт учета оборудования, выведенного из работы (демонтированного) и при этом отсутствие за персоналом ИТР закрепленного оборудования.

Работа с персоналом проводится в соответствии с утвержденными правилами, результаты оформляются без нарушений.

На филиале завешаются работы в рамках программы технического перевооружения и реконструкции по модернизации внутриобъектовой связи. СМР, ПНР работы выполнены в полном объеме, в настоящий момент исполнительная документация в полном объеме поступила на рассмотрение в Филиал.

2.6. Оценка технического состояния оборудования, выполнение рекомендаций Аналитического центра и контроль выполнения показателей ИГО

За период проведения технического аудита был проведен анализ технического состояния гидросилового и электротехнического оборудования Чебоксарской ГЭС (гидротурбины, гидрогенераторы, трансформаторы, реакторы, выключатели, системы шин). Оборудование находится в работоспособном (исправном) состоянии и соответствует оценке, выполненной на основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676 (в ред. приказа Минэнерго России от 17.03.2020 № 192).

Рассмотрена ремонтная документация по последним выполненным ремонтам (КР выключателя 500 кВ В-52 и гидротурбины ст. №17) и сопоставлена с критериальными значениями оценки параметров гидросилового и электротехнического оборудования Чебоксарской ГЭС.

Предоставлен приказ филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 19.08.2025 №ЧГЭС/97-0261 о назначении ответственных за взаимодействие с АЦ НИИЭС и АЦ ВНИИГ с назначением ответственных лиц по функциональному направлению деятельности служб/групп/участков для полноценного проведения оценки технического состояния в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.07.2017 № 676 (в ред. приказа Минэнерго России от 17.03.2020 №192). Квалификации персонала по заполнению анкет индексов технического состояния достаточно.

Проведена проверка планов ремонта основного оборудования с занесением информации в систему БИНГ-4 и Автоматизированную систему сбора и обработки информации (АС СиОИ) о техническом состоянии оборудования объектов электроэнергетики.

В рамках проведения обхода и осмотра объекта проверки, рассмотрения ремонтной документации представителям филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» указаны незначительные отклонения от НТД в части организации ремонтной деятельности, установки ограждений, надписей и обозначений на оборудовании.

Анализ исполнения рекомендаций Аналитического центра показал, что филиал ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» своевременно осуществляет планирование технических воздействий на оборудование и гидротехнические сооружения, а также оперативно реагирует на возникающие изменения в составе полугодового отчета за 2025 год в рамках оценки технического состояния активов ГЭС.

Готовность филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» к работе в отопительный сезон характеризуется следующими рисками (согласно приказу Минэнерго от 27.12.2017 № 1233 «Об утверждении методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон» (в ред. от 18.02.2025 №168)):

– показатель № 30 «Отсутствие паровых, гидравлических турбин и энергетических котлов с превышенным нормативным межремонтным ресурсом и (или) с превышенной календарной продолжительностью ремонтного цикла, капитальный ремонт которых не включен в годовой план ремонта» в 2025 году выполнен. Но имеются риски в части отсутствия планового капитального ремонта гидротурбины ст. № 16 в 2026 году (запланирован Филиалом в 2027 году в соответствии с прогнозным сроком истечения нормативного межремонтного ресурса 32000 часов, без превышения 8 лет ремонтного цикла, в соответствии с п.п. а), в) п. 212 приказа Минэнерго от 25.10.2017 №1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»» (далее - Приказ 1013): а) капитальный ремонт гидроагрегата следует производить в сроки, соответствующие срокам истечения нормативного межремонтного ресурса; в) в случаях если календарная продолжительность ремонтного цикла гидроагрегата превышает восемь лет, субъект электроэнергетики по истечении восьми лет с даты окончания последнего капитального ремонта должен принимать согласованное с организацией - изготовителем оборудования и (или) экспертной организацией, аккредитованной в области электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, одно из следующих решений: - о дальнейшей эксплуатации и изменении действующей структуры и продолжительности ремонтного цикла до следующего капитального ремонта; - о прекращении дальнейшей эксплуатации и проведении капитального ремонта.), связанные с превышением ремонтного цикла проведения капитального ремонта гидротурбин, установленного приложением 46 Приказ 1013: периодичность планового ремонта основного оборудования ГЭС для поворотно-лопастных гидротурбин диаметром свыше 9,5 м установлена 5-7 лет, нормативный межремонтный ресурс 32000 часов. Риск в 2026 году характеризуется снижением показателя №30 в случае появления непланового (аварийного) ремонта на данной гидротурбине. Необходимо отметить, что с учетом требований п.212 Приказа 1013 на текущий момент нарушений НПА не выявлено.

Дополнительно необходимо обратить внимание на перспективный график ремонтов основного оборудования 2026-2030 в части снижения рисков по превышению нарушения цикла проведения капитальных ремонтов гидротурбин ст. №№ 1, 2, 13 и 15;

– показатель 41 «Наличие на рабочих местах оперативной документации для категорий работников оперативный и оперативно-ремонтный персонал в соответствии с утвержденным субъектом электроэнергетики перечнем» с учетом замечаний характеризуется потенциальным риском невыполнения в части необходимости пересмотра

перечня оперативной документации. В связи с этим требуется устранение замечаний для исключения обозначенного риска снижения готовности объекта.

Выводы и предложения

Техническое состояние оборудования, организация ремонтной деятельности и качество ведения эксплуатационно-технической документации находится на высоком уровне. На текущий момент компетенции работников, ответственных за техническое состояние и эксплуатацию оборудования достаточна для решения поставленных производственных задач, но на фоне реализуемой производственной программы ТПиР отмечается высокая загруженность персонала. По организации и качеству управленческих процессов замечаний нет. Требуется проработка рисков филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» к работе в отопительный сезон на 2026 год.

2.7. Охрана труда. Работа с персоналом

Проведена проверка: функционирования существующей системы управления охраной труда (далее – СУОТ), организации работы с персоналом в филиале ПАО «РусГидро»-«Чебоксарская ГЭС».

В рамках проверки функционирования СУОТ в соответствии с утвержденной программой технического аудита проверена документация в подразделениях службы Главного инженера (ПТС, ОС, СМОиГТС, СОТиПК, ОМТС).

Проведен обход рабочих мест персонала (ГЩУ, Машзал, ОРУ-500/220 кВ, трансформаторная площадка).

В процессе обхода проверено наличие должностных инструкций и инструкций по охране труда, ведение отчетной документации, проведены беседы с персоналом на знание регламентирующих документов, инструкций, проработке информационных материалов (обзоры НС (РТН, ЭРА России, внутренние обзоры Группы РусГидро), оперативные указания).

Проведена проверка организации и проведения СОУТ, оценки профессиональных рисков, производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий, планирования и исполнения мероприятий в области охраны труда.

Проведена проверка организации и проведения обучения персонала по охране труда, деятельность ЭКФ по проверке знаний, организация предварительных и периодических медицинских осмотров, психиатрических освидетельствований.

По результатам проведенного аудита хочу отметить организацию обходов и осмотров рабочих мест руководящим составом Чебоксарской ГЭС, неформальный объективный подход, фиксацию замечаний по итогам проведенных проверок.

При этом отмечается недостаточный уровень изучения и усвоения работниками входящих материалов (ОУ, обзоры НС). Это может быть связано, в том числе, с большим объемом входящей информации.

Кроме того, необходимо изменить подход к пересмотру и ознакомлению персонала с инструктивными материалами, в том числе инструкциями по охране труда. Выявлены моменты нахождения работников на рабочем месте в течение длительного периода без ознакомления с пересмотренными документами.

Выводы и предложения

В Филиале СУОТ и организация работы с персоналом находится на удовлетворительном уровне.

Для лучшего усвоения входящих материалов руководителям структурных подразделений при проведении очередных инструктажей, при обходах и осмотрах рабочих мест и других форм работы с персоналом проводить опрос персонала по изученным материалам.

При выполнении работ с длительным выводом оборудования (реконструкция, модернизация, не типовые КР) рекомендуется использовать передачу оборудования и территории подрядчику по акту-допуску (приказ ПАО «РусГидро» от 28.04.2023 «Об утверждении Регламента процесса «Допуск персонала подрядных организаций на объекты ПАО «РусГидро»»).

2.8. Гидрогенераторы, трансформаторное, коммутационное оборудование и оборудование собственных нужд подстанций, кабельные линии

Описательная часть.

Административным персоналом филиала созданы все необходимые условия для проведения аудита. Транспортное, документарное, организационно-техническое сопровождение и обеспечение – хорошее.

Были проверены следующие структурные подразделения филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»: производственно-техническая служба, служба мониторинга оборудования и ГТС.

Проведен осмотр гидрогенераторов, трансформаторного оборудования, а также коммутационного и измерительного оборудования ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ, систем освещения и заземления оборудования с выездом на станцию при участии специалистов филиала.

На энергообъектах филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» осмотрены:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы, автотрансформаторы, трансформаторы собственных нужд, реакторная группа 1Р-500 ф. А, В, С;
- оборудование открытых распределительных устройств ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ, ГРУ, 1 и 2 КРУ-6;
- системы внутреннего и внешнего освещения;
- системы молниезащиты и заземления.

Проведена проверка эксплуатационно-технических, разрешительных и организационно-распорядительных документов, а именно:

- журналов осмотра и обхода;
- графиков ремонтов;
- технических паспортов электротехнического оборудования;
- ремонтная документация;
- однолинейные схемы;
- местные инструкции по эксплуатации оборудования.

Выводы и предложения

Электротехническое оборудования филиала находится в хорошем техническом состоянии. Планирование технического обслуживания оборудования производится с незначительными нарушениями требований СТО 02.01.62-2021, в соответствии с руководствами по эксплуатации.

Оценка технического состояния электрооборудования производится в соответствии с утвержденным графиком. Объем и периодичность проведения испытаний и измерений соответствует требованиям нормативно-технической и заводской документации.

Инструкции по эксплуатации электрооборудования имеют высокое качество. В них учтены особенности каждой единицы эксплуатируемого на станции оборудования, все требования нормативно-технической документации, отсутствует ненужная для оперативного персонала информация.

На Филиале реализуется программа модернизации по замене статоров ГГ и систем возбуждения, работы выполняются согласно НТД, замечаний не выявлено.

2.9. Проверка организации ремонта, эксплуатации и технического обслуживания гидротехнических сооружений и производственных зданий

Проведена проверка организации ремонта, эксплуатации и технического обслуживания гидротехнических сооружений и производственных зданий (далее - ГТС и ПЗ) филиала ПАО «РусГидро»-«Чебоксарская ГЭС», выполнения требований НТД, НПА, мероприятий и предписаний надзорных органов, наличие проектной, рабочей и исполнительной документации по ремонтам ГТС и ПЗ.

В настоящее время на территории Чебоксарской ГЭС ведется реконструкция ОРУ 500/220 кВ в части ОРУ 500 кВ на этапе замены выключателей 500 кВ.

Работы по реконструкции разбиты на 12 этапов с 2025 по 2027 г по 4 выключателя в году. Оформлено 12 разрешений на строительство.

1 этап – выключатель В 61. Работы закончены 100%. Получены ЗОС и разрешение на ввод.

2 этап – выключатель В 51. Работы закончены 100%, Исполнительная документация 100%. Проходит итоговая проверка Ростехнадзора.

3 этап – выключатель В 10. Выполнены работы по забивке свай, устройству фундамента, монтажу выключателя. Ведутся работы по бетонированию площадки.

Выводы и предложения

Гидротехнические здания и сооружения находятся в удовлетворительном состоянии. Исполнительная документация ведется в полном объеме с небольшими замечаниями.

2.10. Гидротурбинное оборудование, гидромеханическое оборудование и общестанционные технические системы

На ГЭС эксплуатируются 18 гидроагрегатов, введенных в работу в период 1980 – 1987 гг. Согласно проекту, установленная мощность Чебоксарской ГЭС составляет 1404 МВт (78 МВт x 18), в настоящее время – 1370 МВт (78 МВт x 17 + 44 МВт). Гидротурбины – поворотно-лопастные, номинальная мощность 78 МВт, диаметр 10 м, расчетный напор 12,4 м, номинальная частота вращения 57,7 об/мин, производства ПОТ «ЛМЗ» г. Ленинград (5 шт.) и «СТЗ» г. Сызрань (13 шт.). Генераторы зонтичного исполнения.

На сегодняшний день гидравлические турбины станции в среднем отработали более 40 лет, гидрогенераторы – более 39 лет. Индекс технического состояния гидротурбин на 01.07.2025 года оценивается в 82,41%, гидрогенераторов – в 85% (без учета гидроагрегата ст. № 18, находящегося в реконструкции).

В соответствии с направлением проверки выполнен внешний осмотр следующего оборудования:

- гидротурбины (шахта гидротурбины, кроме ГА ст. № 8 и № 18, находящихся в капитальном ремонте и реконструкции соответственно);
- механическая часть гидрогенераторов (в доступных для осмотра местах);
- клапаны срыва вакуума гидротурбин;
- система регулирования;
- система технического водоснабжения;
- система воздухообеспечения;
- система маслохозяйства;
- система откачки дренажных вод с крышки турбины;
- лекажный агрегат с маслопроводами;
- система осушения;
- подъемные сооружения машинного зала, верхнего и нижнего бьефов;
- грейфер типа «Полип»;
- затворы верхнего бьефа (в доступных для осмотра местах);
- сороудерживающие решетки гидроагрегатов ст. № 8, 18;
- затворы водосливной плотины (в доступных для осмотра местах).

В соответствие с СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» и ГОСТ Р 55260.3.2-2023 «Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины и механическая часть генераторов. Методики оценки технического состояния» выполнена предварительная оценка технического состояния основного оборудования, а также применены определения состояния для всего вышеперечисленного, парка оборудования.

Работоспособное состояние - состояние оборудования, при котором контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации и при контроле технического состояния которого дефекты не выявлены или выявлены малозначительные легкоустраняемые дефекты на ранней стадии развития.

Частично неработоспособное состояние - состояние оборудования, при котором при контроле технического состояния выявлены значительные, но устранимые дефекты, при которых оборудование способно частично выполнять требуемые функции, и продолжение работы оборудования требует временного введения ограничений (снижения эксплуатационных нагрузок, сокращения межремонтного периода и т.п.).

Неработоспособное состояние - состояние оборудования, при котором контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации и при контроле технического состояния которого выявлены критические или значительные, трудноустраняемые дефекты, и восстановление работоспособности оборудования требует его немедленного вывода в ремонт.

- Гидротурбины ст. №№ 1-7, 9-17 – состояние работоспособное;
- Механическая часть гидрогенераторов ст. № 1-7, 9-17 – состояние работоспособное;
- Клапаны срыва вакуума гидротурбин – состояние работоспособное;
- Система регулирования ст. №№ 1-7, 9-17 – состояние работоспособное;
- Система технического водоснабжения – состояние работоспособное;
- Система воздухообеспечения – состояние **частично неработоспособное** (физический износ компрессорного оборудования, филиалом запланирована реконструкция системы воздухообеспечения);
- Система маслохозяйства – состояние работоспособное;
- Система откачки дренажных вод с крышки турбины – состояние работоспособное;
- Лекажный агрегат с маслопроводами – состояние работоспособное;
- Система осушения – состояние работоспособное;
- Подъемные сооружения машинного зала, верхнего и нижнего бьефов – состояние работоспособное;

- Затворы верхнего бьефа – состояние **частично неработоспособное**, требуется восстановление укосин обратных тележек затворов);
- Сороудерживающие решетки гидроагрегатов ст. №№ 8, 18 – состояние работоспособное;
- Грейфер типа «Полип» – состояние **частично неработоспособное**, требуется закрепление конца каната;
- Затворы водосливной плотины – состояние работоспособное;

За исправное техническое состояние ТиГМО Чебоксарской ГЭС отвечает Группа турбинного и гидромеханического оборудования Производственно-технической службы (далее – Группа). Штат Группы – 1 руководитель и 4 инженера. В настоящее время штатное расписание не заполнено, происходит процесс трудоустройства 4-го инженера. Производственные процессы Группы оцениваются «хорошо».

Выводы и предложения

Техническое состояние турбинного и гидромеханического оборудования филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» оценивается как «хорошо». Эксплуатационно-техническая документация на рабочих местах присутствует в требуемом объеме, пересматривается с необходимой периодичностью. Производственные и управленческие процессы организованы на должном уровне, позволяющем, в большинстве случаев, своевременно и качественно осуществлять эксплуатацию и ТПиР оборудования. Персонал Группы турбинного и гидромеханического оборудования Производственно-технической службы, в целом, качественно исполняет свои должностные обязанности, мотивирован к добросовестной работе и ориентирован на результат. В то же время, персонал имеет высокую загруженность, обусловленную большим количеством подведомственного основного и вспомогательного оборудования, и сопутствующим его эксплуатации задач. В связи с вышеизложенным, предлагается рассмотреть возможность расширения количества персонала Группы турбинного и гидромеханического оборудования Производственно-технической службы путём добавления штатной единицы техника.

2.11. Пожарная и промышленная безопасность

Описательная часть:

В процессе проверки по промышленной безопасности проверено:

- локальные нормативные документы Филиала;
- распределение ответственности за соблюдение требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах (Далее - ОПО). Распределение ответственности в структуре надзора за соблюдением требований промышленной безопасности (оборудование, работающее под избыточным давлением, подъемные сооружения и т.п.);
- организация и функционирование производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на ОПО.

Документирование результатов производственного контроля. Наличие и исполнение мероприятий по результатам трехступенчатого производственного контроля. Участие руководящего персонала в производственном контроле на своем уровне;

- подготовка и аттестация персонала в области промышленной безопасности с использованием единого портала тестирования. Допуск персонала к самостоятельному обслуживанию технических устройств на ОПО;

- формирование и организация деятельности комиссий по проверке знаний персонала в области промышленной безопасности;

- фактическое состояние объектов (зданий, сооружений, помещений и территории на соответствие требованиям промышленной безопасности);

- выполнение требований организационно-распорядительных документов Филиала в области промышленной безопасности;

- регистрация ОПО в государственном реестре опасных производственных объектов;

- страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на ОПО;

- выполнение требований промышленной безопасности при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, ремонте и эксплуатации технических устройств на ОПО;

- организация расследования и учета аварий и инцидентов на ОПО;

- проведение технического освидетельствования и ремонта технических устройств на ОПО;

- проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений на ОПО;

- соблюдение требований промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных кранов различных типов, при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, других технических устройств на ОПО.

В процессе проверки выявлено следующее:

- на объектах эксплуатируются опасные производственные объекты (далее – ОПО) - 4 ОПО, регистрационные номера ОПО – А66-02932-0270 - III класс опасности, А66-02932-0 0271 - III класс опасности, А66-02932-00272 - III класс опасности, А66-02932-00273 - III класс опасности. Все ОПО зарегистрированы в Государственном реестре. На данных объектах застрахована гражданская ответственность владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на ОПО;

- эксплуатация ОПО осуществляется в соответствии с лицензией на осуществление деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности;

- в Филиале издано Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных

производственных объектах Филиала, утвержденное приказом от 21.08.2024 № ЧГЭС/97-0216;

– персонал, допущенный к обслуживанию оборудования, работающего под давлением обладает необходимой квалификацией в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности;

– паспортная и эксплуатационная документация на опасных производственных объектах в наличии, в удовлетворительном состоянии, записи актуальны;

– все представленные при проверке экспертизы промышленной безопасности на технические устройства, применяемые на ОПО в наличии и в пределах срока действия.

В процессе проверки по пожарной безопасности проверено:

– рассмотрение локальных нормативных документов Филиала по вопросам пожарной безопасности;

– распределение ответственности за пожарную безопасность на объектах Филиала. Закрепление территорий, технологического оборудования, производственных и служебных помещений за ответственными лицами;

– подготовка персонала по пожарной безопасности (обучение, инструктажи, повышение квалификации, противопожарные тренировки);

– противопожарное состояние территорий, зданий и сооружений, производственных и служебных помещений, технологического оборудования; соблюдение режима курения и использования открытого огня на территории Филиала; выполнение требований пожарной безопасности к эксплуатации маслonaполненного электротехнического, кабельного и другого оборудования;

– разработка планов и схем эвакуации; оснащение эвакуационными планами, схемами, знаками пожарной безопасности территорий и помещений;

– наличие, качество и своевременность пересмотра инструктивных документов по пожарной безопасности, в том числе:

- карточек пожаротушения;
- плана пожаротушения;
- инструкций о мерах пожарной безопасности;
- инструкций по эксплуатации установок обнаружения и тушения пожара;
- планов эвакуации и т.п.;

– проведение противопожарной эвакуационной тренировки;

– организация огневых и пожароопасных работ на оборудовании, территории, в производственных помещениях вне постоянных мест проведения огневых работ;

– содержание, испытания, техническое обслуживание, ремонт наружного и внутреннего противопожарного трубопровода, пожарнотехнического оборудования. Оснащение, содержание, испытания, техническое обслуживание, ремонт первичных средств пожаротушения и установок обнаружения, тушения пожара;

- выполнение исполнения требований Оперативных указаний ОУ-07-2022 (ПБ) «О мерах пожарной безопасности», ОУ-02.2025 (ПБ) «О соблюдении мер пожарной безопасности во временных зданиях, сооружениях»;

- порядок организации и оформления работы с персоналом в части проведения противопожарных тренировок и инструктажей;

- выполнены осмотры оборудования на предмет его соответствия требованиям НТД;

- выполнение предписаний органов федерального государственного пожарного надзора МЧС России по устранению выявленных нарушений требований законодательства Российской Федерации о пожарной безопасности.

В процессе проверки выявлено следующее:

Приказом Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 04.03.2025 № ЧГЭС/97-0063 назначены ответственные лица за обеспечение пожарной безопасности с распределением ответственности и обязанностей на объектах Филиала, закреплены территории, технологическое оборудование, производственные и служебные помещения.

Разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности.

Своевременно проводятся противопожарные инструктажи с оформлением в журнале учета инструктажей, а также лица, назначенные ответственными за пожарную безопасность прошли обучение по дополнительной профессиональной программе для руководителей организаций, лиц, назначенных руководителем организации ответственными за обеспечение пожарной безопасности на объектах защиты, в которых могут одновременно находиться 50 и более человек, объектах защиты, отнесенных к категориям повышенной взрывопожароопасности, пожароопасности.

Осмотры кабельных сооружений, проверка пожарных насосов, осмотры и проверка работы приемных станций систем пожарной сигнализации и аппаратуры управления автоматики управления пожаротушения выполняются согласно установленных требований с внесением соответствующих записей в оперативный журнал. При этом при выполнении сменных обходов-осмотров оперативным персоналом не в полной мере фиксируются нарушения требований правил и инструктивных указаний по пожарной безопасности. Не в полной мере обеспечено пожаробезопасное состояние кабельного хозяйства (местами отсутствуют заделки проходок кабелей через конструкции, проходок инженерных коммуникаций и т.п.). Не все задвижки трубопроводов системы пожаротушения опломбированы. При осмотрах оборудования автоматики газового пожаротушения не выявлено снижение давления ниже минимально допустимого уровня в одном из модулей газового пожаротушения.

На всех этажах административного здания вывешены на видных местах планы эвакуации людей на случай возникновения пожара, а также знаки пожарной безопасности.

Проводится техническое обслуживание систем противопожарной защиты, но не в полном объеме.

Выводы и предложения

Промышленная безопасность

Уровень организации работы и обеспечения выполнения требований в Филиале по промышленной безопасности соответствует требованиям норм и правил в области промышленной безопасности, установленных законодательством РФ.

Необходимо повысить уровень контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации подъемных сооружений.

Пожарная безопасность.

Уровень организации работы и обеспечения выполнения в Филиале требований приказа ПАО «РусГидро» от 14.02.2025 № 123 «Об обеспечении надежной работы в пожароопасный сезон 2025 года» на удовлетворительном уровне.

Уровень квалификации персонала на удовлетворительном уровне.

Организация контроля соблюдения требований пожарной безопасности находится на удовлетворительном уровне.

Организация работ по техническому обслуживанию систем противопожарной защиты на удовлетворительном уровне.

С целью повышения уровня пожарной безопасности необходимо:

- устранить выявленные нарушения в установленные сроки;
- организовать работы по своевременному техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту систем пожарной автоматики, а также устранению выявленных неисправностей;
- повысить качество обходов-осмотров, выполняемых оперативным персоналом.

Рекомендуется запланировать выполнение работ по модернизации систем газового пожаротушения для повышения уровня контроля готовности данных систем с помощью автоматической сигнализации снижения давления в баллонах с газовым огнетушащим веществом.

Рекомендуется организовать предоставление прав единоличного осмотра электроустановок до 1 кВ и выше всему персоналу СОТиПК с целью оптимизации использования рабочего времени оперативного персонала и административно-технического персонала, которому такое право предоставлено.

2.12. Оценка соответствия деятельности объектов филиала требованиям законодательства в области охраны окружающей среды

В ходе аудита были проведены обход, осмотр территорий, сооружений и оборудования объектов филиала, анализ имеющейся нормативной и разрешительной документации в сфере охраны окружающей среды, собраны свидетельства по следующим основным направлениям деятельности филиала в сфере охраны окружающей среды:

- использование водных ресурсов;
- охрана водных ресурсов;
- охрана атмосферного воздуха;
- обращение с отходами;
- охрана земель;
- охрана водных биологических ресурсов.

Выводы и предложения

На основании результатов проведенной проверки, можно сделать вывод, что природоохранная деятельность в филиале ПАО «РусГидро» в организована и осуществляется на высоком уровне, при этом в ходе проверки выявлен ряд несоответствий требованиям природоохранного законодательства.

Рекомендуется обеспечить разработку и выполнение мероприятий по устранению выявленных в ходе проверки несоответствий требованиям природоохранного законодательства, а также по устранению причин им способствующих.

2.13. Гидротехнические сооружения, производственные здания и сооружения

Описательная часть.

Состав и эксплуатационное состояние оборудования:

Компоновка Чебоксарской ГЭС — русловая.

Основные сооружения:

- земляная плотина (намывная) — длина 2860 м, максимальная высота 40,5 м;
- бетонная водосливная плотина — длина 150 м, максимальная высота 38,22 м;
- здание ГЭС совмещенного типа — длина 627 м (с монтажной площадкой), максимальная высота 66,05 м.

Эксплуатационное состояние — удовлетворительное.

Документация:

Система документации организована в соответствии с действующими нормативными требованиями и включает полный комплект необходимых документов для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации

сооружений. Качество ведения документации находится на хорошем уровне, что подтверждается:

- своевременной актуализацией документов;
- корректным ведением учетных записей;
- наличием всех необходимых инструкций и регламентов.

Персонал и квалификация:

Общая численность работников — 187 человек;

Основные структурные подразделения, осуществляющие эксплуатацию ГТС:

- группа гидротехнических сооружений и производственных зданий производственно-технической службы (группа ГТСиПЗ) - 5 человек;
- участок диагностики ГТС службы мониторинга оборудования и гидротехнических сооружений (ДГТС) - 7 человек.

Основной состав эксплуатационного персонала, обеспечивающий безаварийную работу, надежность и безопасность гидротехнических сооружений, имеет соответствующую профессиональную подготовку и значительный опыт работы на гидроэлектростанции.

Сведения о численности и квалификации работников подразделений, на которые возложены функции по эксплуатации ГТС, приведены в таблице 1:

Таблица 1

№ п/п	Ф.И.О.	Должность	Образование, квалификация	Стаж работы на предприятии
1	Машенцев Павел Викторович	Начальник ПТС	Высшее, инженер	13 лет
2	Курябин Владимир Александрович	Руководитель группы ГТСиПЗ	Высшее, инженер-строитель	12 лет
3	Богданова Наталия Павловна	Инженер 2 категории группы ГТСиПЗ	Высшее, инженер-строитель	16 лет
4	Баулин Евгений Александрович	Инженер 2 категории группы ГТСиПЗ	Высшее, инженер путей сообщения. Профессиональная переподготовка: гидротехническое строительство	11 лет
5	Журавлев Василий Сергеевич	Начальник СМОиГТС	Высшее, инженер	18 лет
6	Федоров Павел Валерьевич	Начальник участка ДГТС	Высшее, строительство, магистр	8 лет
7	Русинов Константин Алексеевич	Инженер 2 категории участка ДГТС	Высшее, инженер	19 лет
8	Золотова Мария Алексеевна	Инженер-гидротехник 2 категории участка ДГТС	Высшее, инженер	19 лет
9	Степанов Борис Владимирович	Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике 5 разряда участка ДГТС	Высшее, инженер	10 лет

10	Шабалин Антон Николаевич	Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике 4 разряда участка ДГТС	Среднее профессиональное, техник	14 лет
11	Иванова Юлия Николаевна	Обходчик гидросооружений 3 разряда участка ДГТС	Высшее, инженер	6 месяцев
12	Русинова Екатерина Васильевна	Обходчик гидросооружений 3 разряда участка ДГТС	Высшее, инженер	9 лет

Разрешительная документация:

- наличие необходимых разрешений на эксплуатацию;
- соответствие требованиям нормативных документов;
- соблюдение установленных регламентов обслуживания.

Управленческие процессы:

Организована система мониторинга состояния ГТС, проводится диагностика сооружений.

Технический контроль (мониторинг) состояния гидротехнических сооружений (ГТС) осуществляется инженерно-техническим персоналом Участка диагностики ГТС (УДГТС) в составе Службы мониторинга оборудования и ГТС (СМОиГТС). Мониторинг ведется в соответствии с утвержденной "Программой натурных наблюдений". Все результаты инструментальных наблюдений заносятся в централизованную Информационно-диагностическую систему (ИДС) "БИНГ-3".

Напорные ГТС оснащены Автоматизированной системой диагностического контроля (АСДК). Основу АСДК составляет Автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры (АСО КИА), которая интегрирована в ИДС "БИНГ-3". Данные с АСО КИА передаются в ИДС "БИНГ-3" с периодичностью один раз в час.

Автоматизированы датчики (КИА) контроля фильтрационного режима, в их состав входят напорные и безнапорные пьезометры:

- здания ГЭС;
- водосливной плотины;
- земляной плотины;
- правобережного и левобережного сопряжений.

В распоряжении УДГТС имеется следующий комплекс систем и оборудования:

- автоматизированная система диагностического контроля (АСДК)
- автоматизированная система опроса КИА (АСО КИА) – данные отображаются на Автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора.
- информационно-диагностическая система (ИДС) "БИНГ-3"
- автоматизированная система сейсмометрического контроля (АССК)
- контрольно-измерительная аппаратура (КИА), включающая:

- геодезические измерения: марки поверхностные, обратные отвесы, реперы, плиты-марки, створные знаки.
- контроль деформаций: щелемеры пространственные (в т.ч. трехосные).
- контроль фильтрации: пьезометры (напорные и безнапорные), водомерные посты, треугольные мерные водосливы.
- гидрометрия: измерители уровня воды в бьефах.
- ручные инструменты: манометры МТИф, хлопушки для замера уровней воды.

Общее количество КИА:

- на сооружениях установлено 518 единиц КИА.
- из них действующих – 515 единиц.
- из общего количества автоматизировано 168 датчиков (преимущественно пьезометры).
- осуществляется регулярное техническое обслуживание;
- обеспечивается контроль за безопасностью эксплуатации.

Управленческие процессы на объекте соответствуют установленным требованиям и обеспечивают безопасную и эффективную эксплуатацию гидротехнических сооружений.

Выводы и предложения

Проведенный аудит гидротехнических сооружений, производственных зданий и сооружений Чебоксарской ГЭС позволяет сделать вывод о том, что в целом объект находится в работоспособном техническом и эксплуатационном состоянии. Управленческие процессы организованы, система мониторинга функционирует, а сооружения и здания поддерживаются в работоспособном состоянии. Однако выявлен ряд отклонений, требующих планового устранения для повышения надежности, снижения аварийности и оптимизации эксплуатации.

Анализ по ключевым направлениям:

– техническое состояние сооружений:

Общее состояние основных сооружений (плотин, здания ГЭС) оценивается как работоспособное. Требуются мероприятия по текущему ремонту в связи с износом и коррозией вспомогательных систем, в частности, дренажных трубопроводов и запорной арматуры в сухих потернах (отклонения 4, 8, 9, 10). Также отмечены дефекты строительных конструкций (отслоение отделки, протечки, не заделанные монтажные зазоры – отклонения 2, 3), требующие планового ремонта.

– полнота и качество эксплуатационно-технической документации:

Документация сформирована в полном объеме, ее системное ведение организовано на хорошем уровне. Основная проблема носит процедурный характер: наблюдается задержка в актуализации данных в формах

технического паспорта ГТС и не фиксируются факты его дополнений (отклонение 1).

– готовности производственного персонала исполнять должностные обязанности:

Производственный персонал продемонстрировал высокий уровень компетентности, внимательности и готовности к работе. Это подтверждается как качеством проведения ежедневных операций, так и ответственным подходом к организации рабочих мест и обеспечению безопасности комиссии – всей комиссии была незамедлительно предоставлена необходимая спецодежда и средства индивидуальной защиты.

– организации и качеству управленческих процессов:

Управленческие процессы в целом выстроены эффективно и соответствуют установленным требованиям. Выявленные отклонения указывают на необходимость усиления контроля за сроками актуализации внутренней документации и оптимизации структуры технических паспортов для удобства их ведения.

Общие предложения и рекомендации аудитора:

1. Приоритетные меры: Необходимо выполнить анализ выполняемых ремонтных работ в подводной части бетонных сооружений в которых при строительстве был применен сульфатостойкий цемент. В последующем при формировании ТТ на ремонт учитывать зоны сульфатостойкого бетона, для подбора ремонтных материалов.
2. Приоритетные меры: Провести исследование влияния гидрокарбонат-натрия на бетон марки W4 на участках с агрессивной средой (8-10% площади основания). После анализа результатов разработать защитные меры против негативного воздействия подземных вод, если оно подтвердится.
3. Приоритетные меры: Включить в долгосрочную программу ремонта (начиная с 2027г.) работы по ремонту строительных конструкций (устранение отслоение отделки, заделка швов, противокоррозионная защита) и работы по восстановлению дренажных систем в сухих потернах (с заменой труб и запорной арматуры), для исключения риска аварийных ситуаций и обеспечения возможности установки датчиков системы мониторинга.
4. Оптимизация документооборота: Рекомендуются рассмотреть вопрос о разделении документа «Технический паспорт ГТС гидроэлектростанции» по объектам: Водосливная плотина, Здание ГЭС, Земляная плотина. Данное разделение позволит оптимизировать работу с документацией, обеспечить более удобное использование информации и эффективную фиксацию изменений для каждого объекта в отдельности.

Системные улучшения: Рекомендуется усилить контроль за соблюдением сроков внесения записей в эксплуатационную документацию.

3. Выявленные отклонения и рекомендации по их устранению.

№ п/п	Содержание выявленного отклонения	Ссылка на пункт, статью НТД	Рекомендации аудитора	Срок исполнения
3.1. Организация расследования причин аварий в работе оборудования ГЭС. Проверка выполнения плана мероприятий по подготовке и прохождению особых периодов эксплуатации				
1.	Акт № 3 подписан не всеми членами комиссии, за 2-х членов комиссии подписи внесены лицами, исполняющими обязанности по должности, при этом в состав комиссии они не включены и обязанности выполнять функции члена комиссии на них не возлагались	п. 4 приложения 2 приказ Минэнерго России от 02.03.2010 № 90 «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварии в электроэнергетике и порядка ее заполнения»	При работе комиссий по расследованию причин аварий обеспечить участие всех членов комиссии в работе. В случае отсутствия части членов комиссии по расследованию причин аварий обеспечить внесение изменений в состав комиссии путем издания соответствующего ОРД	постоянно
2.	Не соблюдается требование распоряжения Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 03.09.20195 № ЧГЭС/97-0081Р «Об обеспечении функционирования информационной системы контрольно-надзорной деятельности» о внесении и отслеживании в ИС КНД мероприятий по результатам контрольно-надзорной деятельности в течение 3-х рабочих дней с даты фиксации результатов контрольно-надзорной деятельности, а именно: – не внесена в установленные сроки информация по выполнению ПАМ по Акту № 3 расследования причин аварии от 18.07.2025 (3.2.1 – плановый срок	п. 3.2 Распоряжения Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 03.09.20195 № ЧГЭС/97-0081Р «Об обеспечении функционирования информационной системы контрольно-надзорной деятельности»	Обеспечить внесение информации в ИС КНД в установленные сроки	По факту наступления срока, далее постоянно

	исполнения 29.08.2025, информация о выполнении в ИС КНД по состоянию на 03.09.2025 отсутствует; 3.2.4 –плановый срок исполнения 29.08.2025, информация о выполнении в ИС КНД по состоянию на 03.09.2025 отсутствует; 3.2.5 –плановый срок исполнения 29.08.2025, информация о выполнении в ИС КНД по состоянию на 03.09.2025 отсутствует; не внесена в установленные сроки информация по выполнению ПАМ по Акту № 2 расследования причин аварии от 30.04.2025 (3.2.1 –плановый срок исполнения 31.07.2025, информация о выполнении в ИС КНД внесена 04.08.2025			
3.	В План по подготовке Филиала к работе в отопительный сезон 2025/2026 года, утвержденный приказом Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 05.06.2025 № ЧГЭС/97-0158 не включены следующие мероприятия из типового перечня п. 9.4.3 СТО РусГидро 02.01.124-2020: – проверка уровня масла в трансформаторе и при необходимости доливка; – проверка силикагеля в дыхательных фильтрах и при необходимости замена; – тепловизионный контроль трансформаторов	п. 9.4.3 СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 02.12.2020 № 1025	Обеспечить выполнение мероприятий типового перечня п. 9.4.3 СТО РусГидро 02.01.124-2020 до паспортного расчета показателей готовности к отопительному сезону	01.11.2025

4.	На существующей схеме устройств заземления ОРУ -220/500 кВ не указаны места подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков оборудования и порталов с молниеотводами, расположение дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству	п. 615 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Разработать схему устройств заземления ОРУ -220/500 кВ с учетом требований п. 615 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	30.12.2025
5.	При проведении технического освидетельствования оборудования ОРУ-220 кВ и ОРУ-500 кВ внешние отдельно установленные заземляющие ножи конденсаторов связи (ЗН-КС-Тюрлема, ЗН-КС-Канаш-1, ЗН-КС-Канаш-2, ЗН-КС-Венец, ЗН-КС-ЧеГЭС-1, ЗН-КС-ЧеГЭС-2, ЗН-КС-Чигашево, ЗН-КС-Помары, ЗН-КС-Нижегородская), предназначенные для заземления нижней обкладки конденсатора связи при работах на фильтрах присоединения, следует рассматривать Филиалом как разъединители (так как физически они являются разъединителями, неподвижные контакты которых находятся под напряжением нижней обкладки конденсатора связи)	Рекомендация	Включить в перечень объектов технического освидетельствования заземляющие ножи конденсаторов связи ОРУ-220 кВ и ОРУ-500 кВ, так как физически они являются разъединителями, неподвижные контакты которых находятся под напряжением нижней обкладки конденсатора связи	По факту наступления срока, далее постоянно
6.	При техническом освидетельствовании в 2024 году оборудования распределительного устройства ОРУ-220 кВ (Акт технического освидетельствования № 01 от 01.11.2024), избыточно проведено техническое	п. 9 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных	Обеспечить выполнение п. 9 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов	постоянно

	освидетельствование трансформаторов напряжения типа VCU-245 1ТН-220, 2ТН-220 (фаза А, В, С), не выработавших установленный нормативный срок службы	приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465	электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465, при составлении перечня объектов технического освидетельствования и графиков проведения технического освидетельствования	
7.	В целях контроля сроков проведения первичного технического освидетельствования, в перечень объектов технического освидетельствования оборудования Чебоксарской ГЭС, не включено следующее оборудование, не выработавшее установленный нормативный срок службы: 1АБ ОРУ, 2АБ ОРУ, 1АБ машзала, 2АБ машзала, УЗП-1АБ 1ВУ, УЗП-1АБ 2ВУ, УЗП-2АБ 1ВУ, УЗП-2АБ 2ВУ, УЗП-1, УЗП-2, УЗП-3, УЗП-4, ЩПТ 1АБ ОРУ, ЩПТ 2АБ ОРУ, ЩПТ-1 БЩУ, ЩПТ-2 БЩУ, ЩПТ-3 БЩУ, ЩПТ-4 БЩУ, ЩПТ-5 БЩУ, ЩПТ-1АБ, ЩПТ-2АБ	п. 6 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465	Для контроля и соблюдения сроков первичного технического освидетельствования объектов технического освидетельствования, пересмотреть перечень объектов технического освидетельствования оборудования Чебоксарской ГЭС, включить в перечень оборудование не выработавшее установленный нормативный срок службы, включенное в п. 4 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465	30.12.2025
8.	При формировании перечня объектов технического освидетельствования Чебоксарской ГЭС выделить отдельными	Рекомендация	Включить в перечень объектов технического освидетельствования	30.12.2025

	объектами технического освидетельствования ниже следующее оборудование, подвергающееся техническому освидетельствованию в составе укрупненных объектов технического освидетельствования «Порталы, опоры и ошиновка 500 кВ», «Порталы, опоры и ошиновка 220 кВ» (Акт технического освидетельствования № 01 от 01.11.2024, Акт технического освидетельствования № 02 от 01.11.2024): – воздушный переход 500 кВ ВП-1Т; – воздушный переход 500 кВ ВП-2Т; – воздушный переход 500 кВ ВП-3Т; – воздушный переход 220 кВ ВП-1АТ; – воздушный переход 220 кВ ВП-2АТ; – воздушный переход 220 кВ ВП-4Т; – воздушный переход 220 кВ ВП-5Т; – шинный мост 220 кВ Чебоксарская ГЭС (ШМ-220 кВ ЧеГЭС); – трансформатор тока 220 кВ ТТ-шинного моста; – высокочастотный заградитель ВЧЗ-шинного моста (фаза А, В, С)		Чебоксарской ГЭС отдельными объектами технического освидетельствования	
9.	Не определена периодичность проведения технического освидетельствования объектов технического освидетельствования Чебоксарской ГЭС	п. 6 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465	Разработать и утвердить периодичность проведения технического освидетельствования объектов технического освидетельствования Чебоксарской ГЭС (возможно	30.12.2025

			включение информации о периодичности проведения технического освидетельствования в перечень объектов технического освидетельствования оборудования Чебоксарской ГЭС)	
10.	Приказом от 14.09.2023 № ЧГЭС/97-0358 «О создании Комиссий, подготовке перечней и графиков по техническому освидетельствованию» не определен объем работ по техническому освидетельствованию и перечень рассматриваемой документации, которые устанавливаются в зависимости от вида объекта ТО, его технического состояния и условий эксплуатации	п. 8.5 СТО РусГидро 02.03.130-2021 «Электрические станции и сети. Техническое освидетельствование основного и вспомогательного оборудования технологических систем, зданий и сооружений. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 12.11.2021 № 1028	Издать приказ по филиалу ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС», учитывающий все требования СТО РусГидро 02.03.130-2021 «Электрические станции и сети. Техническое освидетельствование основного и вспомогательного оборудования технологических систем, зданий и сооружений. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 12.11.2021 № 1028 и «Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465	30.12.2025
11.	В типовой перечень аварийного запаса филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» утвержденный	Таблица 6 Приложения 9 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей	Пересмотреть типовой перечень аварийного запаса филиала	01.04.2026

	03.03.2025 не включены муфты соединительные 6 кВ (комплект) для ликвидации повреждений кабельных линий электропередачи классом напряжения 6 кВ и выше	Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»	
12.	Отсутствуют диспетчерские наименования на следующем оборудовании ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 500 кВ: – шкафе 0,4 кВ трансформатора 6/0,4 кВ 1ТМ; – шкафе 0,4 кВ трансформатора 6/0,4 кВ 2ТМ; – всех порталах 35 кВ, 220 кВ, 500 кВ; – автоматических выключателях в количестве 7 шт. в п. 8 2 секции ЦСН – 0,4 кВ	п. 101 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Выполнить внеплановый осмотр оборудования Филиала на предмет наличия/отсутствия диспетчерских наименований и соответствия их указанным в Перечне объектов диспетчеризации и Перечне оборудования, не отнесенного к объектам диспетчеризации. Обеспечить нанесение диспетчерских наименований	15.10.2025
13.	Заземление нейтралей группы однофазных автотрансформаторов 500 кВ 1АТ фаза «А», 1АТ фаза «В», 1АТ фаза «С» и группы однофазных шунтирующих реакторов 500 кВ 1Р-500 фаза «А», 1Р-500 фаза «В», 1Р-500 фаза «С» не соответствует техническим требованиям, так как спуски нейтралей от оборудования выполнены проводом АСО-500, а заземляющий спуск от портала до заземляющего устройства выполнен стальным круглым проводником диаметром 16 мм	п. 612 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Выполнить заземление нейтралей оборудования в соответствии с проектной документацией. При необходимости выполнить расчет сечения заземляющего спуска от портала до заземляющего устройства на термическую стойкость с учетом времени действия УРОВ и обеспечить замену проводника с учетом результатов расчетов	30.10.2026

				
14.	На трансформаторах (автотрансформаторах) ОРУ – 220 кВ и ОРУ – 500 кВ имеются намокания/отпотевания масла из конструктивных элементов (маслонасосов, предохранительных клапанов): – 3 ТСН; – 1АТ фаза «А»; – 1АТ фаза «В»; – 1АТ фаза «С»; – 2АТ фаза «А»	п. 462 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 п. 1023 приложения 2 «Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей», утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Включить в объем работ ближайшего технического воздействия (техническое обслуживание, ремонт) устранение течей масла	30.10.2026

				
15.	Не имеют видимого заземления электродвигатели вентиляторов обдува трансформатора 35 кВ ЗТСН	п. 451 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Выполнить видимую связь заземления электродвигателей вентиляторов обдува трансформатора 35 кВ ЗТСН	30.10.2026

				
16.	Не имеют порядковых номеров маслонасосы систем охлаждения следующих автотрансформаторов 500 кВ: – 1АТ фаза «А»; – 1АТ фаза «В»; – 1АТ фаза «С»; – 2АТ фаза «А»; – 2АТ фаза «В»; – 2АТ фаза «С» 	п. 4.6.2 СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 02.12.2020 № 1025	Нанести порядковые номера на маслонасосы систем охлаждения автотрансформаторов 500 кВ	15.11.2025

17.	Не указано направление движения среды на трубопроводах системы охлаждения автотрансформатора 500 кВ 2АТ фаза «А» 	п. 4.6.2 СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 02.12.2020 № 1025	Нанести стрелки, указывающие направление движения среды на трубопроводах системы охлаждения автотрансформатора 2АТ фаза «А». Выполнить ревизию всех трансформаторов (автотрансформаторов) на соответствие требованиям п. 4.6.2 СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования», утвержденный приказом РусГидро от 02.12.2020 № 1025	30.04.2026
18.	Не читается шкала (стекла матового цвета) на манометрах маслонасосов систем охлаждения автотрансформаторов 500 кВ 1АТ фаза «А», 2АТ фаза «В». 	пп. 4, 462 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Заменить манометры на маслонасосах системы охлаждения автотрансформаторов 1АТ фаза «А», 2АТ фаза «В». Обеспечить проверку по классу «Индикаторы» манометра резервного охладителя № 1 автотрансформатора 1АТ фаза «В»	30.10.2026

	Манометр маслососа резервного охладителя № 1 автотрансформатора 500 кВ 1АТ фаза «В» не имеет клейма «И» 			
19.	Отсутствуют кабельные бирки на кабелях питания и управления РПН трансформатора 35 кВ ЗТСН и «Шкафе зажимов» автотрансформатора 500 кВ 1АТ фаза «С».	п. 569 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Обеспечить наличие кабельных бирок на силовых и контрольных кабелях	15.11.2025



Отсутствуют кабельные бирки на силовых кабелях 0,4 кВ при выходе из силовой сборки и при проходе через стену в трансформаторной башне ТМХ на ОРУ – 220/500 кВ.



Отсутствуют кабельные бирки на силовых и контрольных кабелях в кабельной галерее «А» 2 секции и монтажной площадки.



Отсутствуют бирки на соединительной муфте в кабельной галерее «А» монтажной площадки



20.	Не нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода на дверях секционной перегородки кабельной галереи Б (дверь № 1) 1Г (ПЖ-11) 	п. 159 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479	Выполнить внеплановый осмотр всех дверей кабельных сооружений и по результату осмотра, на двери не имеющие указатели (схемы) движения до ближайшего выхода, обеспечить их нанесение	30.10.2025
21.	Не фиксируются в закрытом положении двери кабельной галереи Б (дверь № 1) 1Г (ПЖ-11) при эксплуатации кабельных	п. 159 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных	Обеспечить фиксацию в закрытом положении дверей в кабельных сооружениях	Устранено в ходе проверки

	сооружений. Дверь открыта, доводчик двери расцеплен 	Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479		
22.	Не осуществляются продувки магистральных воздухопроводов ОРУ – 500 кВ при плюсовой температуре окружающего воздуха не реже одного раза в два месяца для предупреждения	п. 506 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных	Выполнить внеплановую продувку магистральных воздухопроводов ОРУ – 500 кВ.	15.10.2025

	загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации. Фактически продувка магистральных воздухопроводов осуществляется один раз в год при текущем ремонте	приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Далее обеспечить выполнение продувок с регламентированной периодичностью	30.12.2025
23.	Не проверяется работоспособность АБ по падению напряжения при толчковых токах. Установленная периодичность – один раз в год	п. 518 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Выполнить внеплановую проверку всех АБ по падению напряжения при толчковых токах. Далее обеспечить выполнение проверок АБ по падению напряжения при толчковых токах с регламентированной периодичностью	30.12.2026 постоянно
24.	Не организован контроль теплового режима работы кабелей в кабельных сооружениях	п. 563 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Организовать контроль теплового режима работы кабелей в кабельных сооружениях	30.12.2026
25.	Не определен порядок проверки состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытаний и измерений сопротивления изоляции	п. 638 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Разработать порядок проверки состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытаний и измерений сопротивления изоляции	30.12.2025
26.	При оформлении 27.05.2025 внепланового производственного инструктажа начальнику участка ТАиВ Храмову А.В. не обеспечено заполнение в полном объеме разделов журнала регистрации	п. 91 «Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ», утвержденных приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796	Обеспечить заполнение всех разделов журнала регистрации производственных инструктажей по охране труда при оформлении результатов проведения производственных инструктажей	постоянно

	производственных инструктажей в СРЗАиМ, а именно: - не указан вид инструктажа; - тема инструктажа			
27.	На рабочем месте ДИП и ДЭМ подстанции допускается длительный перерыв (более 1 месяца) с момента ввода в действие производственных инструкций до ознакомления персонала с данными инструкциями. Все это время оборудование эксплуатируется по инструкциям, срок действия которых истек, например: – «Инструкция по эксплуатации трансформаторов тока типа ТОГФ – 220» архивный номер 668а; – «Инструкция по эксплуатации трансформаторов напряжения VCU» архивный номер 81; «Инструкция по эксплуатации элегазовых выключателей типа HPL245B1 с пружинным приводом типа BLG 1002А» архивный номер 666	п. 36 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 40 таблицы 1 приложения 1 «Методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон», утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233	Обеспечить своевременное ознакомление с утвержденными производственными инструкциями	постоянно
28.	На рабочем месте ДИП и ДЭМ подстанции отсутствует (в электронной папке хранения документации) «Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ОДУ Средней Волги», включенная в перечень документации на рабочем месте оперативного персонала оперативного	п. 36 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 41 таблицы 1 приложения 1 «Методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики	Укомплектовать рабочие места оперативного персонала документацией в соответствии с утвержденными перечнями	Устранено в ходе проверки

	пульты управления (ОПУ) ОРУ-500/220 кВ	к работе в отопительный сезон», утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233		
29.	Не актуализирована (не соответствует текущей конфигурации) схема электрических соединений архивный № 125а «Система оперативного тока ОРУ – 500/220 кВ. Схема ЩПТ 1АБ (2АБ) ОРУ», так как на присоединениях 31АВ, 28АВ подключены потребители (схема собрана, напряжение подано), а на схеме обозначен «Резерв»	п. 41 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 40 таблицы 1 приложения 1 «Методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон», утвержденной приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233	Внести изменения в схему электрических соединений архивный № 125а «Система оперативного тока ОРУ – 500/220 кВ. Схема ЩПТ 1АБ (2АБ) ОРУ»	Устранено в ходе проверки
30.	Не разработан и не ведется технический паспорт выключателя 500 кВ В-52. В заводской паспорт (которым можно заменить технический паспорт) также не вносится обязательная информация	п. 31 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 101 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937; п. 17 «Правил проведения технического освидетельствования оборудования,	Выполнить ревизию технических (заводских) паспортов оборудования Филиала на предмет наличия и полноты заполнения. Обеспечить разработку и ведение технических паспортов на оборудование Филиала, либо обеспечить внесение обязательной информации в заводские паспорта	30.12.2025 30.12.2025

		зданий и сооружений объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2019 № 465		
31.	Не разработан перечень вспомогательного оборудования с указанием его места установки, ремонт которого должен производиться с выводом основного оборудования, в процессе эксплуатации, при нахождении основного оборудования в резерве	п. 204 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Обеспечить разработку перечня вспомогательного оборудования с указанием его места установки, ремонт которого должен производиться с выводом основного оборудования, в процессе эксплуатации, при нахождении основного оборудования в резерве	30.12.2025
32.	Не установлен состав ремонтной документации по каждому типу электротехнического оборудования	пп. 17, 19 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Обеспечить разработку состава ремонтной документации по каждому типу электротехнического оборудования	30.12.2025
33.	При оформлении Акта приемки отремонтированных объектов электрических сетей из ремонта 21.11.2024 – капитального ремонта выключателя 500 кВ В-52 (срок ремонта с 19.09.2024 по 18.10.2024) не указано, что Комиссии представлена следующая документация, характеризующая состояние, объем и качество отремонтированного выключателя В-52: – протоколы испытаний, карты измерений, ведомости параметров технического состояния до и после ремонта;	пп. 394, 395 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	При оформлении Актов приемки отремонтированных объектов электрических сетей из ремонта обеспечить соблюдение требований пп. 394, 395 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	постоянно

	сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы, запчасти			
3.2. Организация оперативно-технологического управления и управления режимами				
34.	Сварочный аппарат, установленный в районе НБ 5Г: 34.1. длина первичного кабеля больше 10 м; 34.2. розетка штепсельного типа не имеет автоматического выключателя (присоединение сварочных установок к электрической сети производится только через коммутационный аппарат)	по 34.1.: п. 7.2.16 РД 34.03.204 «Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями» по 34.2.: п. 7.2.4. РД 34.03.204 «Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями»	Проверять при допуске бригад на рабочее место	Постоянно
35.	Сварочный аппарат, установленный в районе НБ 5Г, - плохое соединение заземляющего проводника (не затянут гайками, накручен на болт заземления)	Рекомендация	Проверять при допуске бригад на рабочее место	Постоянно
36.	ЦПУ, панель ПУ 10 СН-6 кВ 1, 2 КРУ-6 кВ – перемычка во вторичных цепях не имеет маркировки, не понятно её назначение.	Рекомендация	Промаркировать (подписать) перемычку	30.10.2025
37.	Нарушение требований к хранению технической документации (журнал осмотра компрессорной и т.д.) возле помещения компрессорной НД	Требования к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, утвержденные приказом Минэнерго России от 01.09.2022 № 894 п. 4.9.1.1. Технической политики Группы РусГидро	Предусмотреть место для хранения технической документации в соответствии с требованиями НТД	15.10.2025
38.	В Инструкции № 72 по эксплуатации трансформаторов и реактора (1Т, 2Т, 3Т,	п. 5.3.1.	Скорректировать длительно допустимые и аварийно	15.11.2025

4Т, 5Т, 1АТ, 2АТ, 1ТСН, 2ТСН, 3ТСН, 1Р-500) в таблице 7 некорректно определены длительно допустимая и аварийно допустимая токовые нагрузки 2АТ фазы АВС.

Для автотрансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет не допустим режим с возможным повышенным износом изоляции

Таблица 7. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки без ограничения длительности 2АТ фазы АВС

Режим нагрузки	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{\text{дл}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Примечание: для автотрансформаторов с изоляцией класса 105С
Нормальный (без повышенного износа изоляции)	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08	используются
С возможной повышенной нагрузкой								используются

Таблица 8. Коэффициенты допустимой аварийной перегрузки в зависимости от температуры наружного воздуха 2АТ фазы АВС

Продолжительность нагрузки	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{ав}}$ при температуре охлаждающего воздуха (в градусах Цельсия):	Примечание: для автотрансформаторов с изоляцией класса 105С
20 минут	2	2	2	2	2	2	2	используются
1 час	2	2	2	2	2	2	2	используются
5 минут	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	используются
10 минут	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
20 минут	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
30 минут	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
1,5 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
2,0 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
2,5 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
4,0 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
8,0 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются
24,0 час	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	используются

СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования»

пп. 4, 9

«Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию», утвержденных Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81

допустимые токовые нагрузки 2АТ фазы АВС в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 (табл.1,7) и предоставить скорректированную информацию в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ в течение 3-х рабочих дней со дня изменения

39. На рабочем месте НСМ в машзале присутствует инструкция по эксплуатации №141 (Инструкция по эксплуатации «Механического оборудования верхнего и нижнего бьефов Филиала ПАО «РусГидро» - Чебоксарская ГЭС») с истекшим сроком действия 25.04.2025, при этом МГ Белев А.Д. ознакомился с данной инструкцией

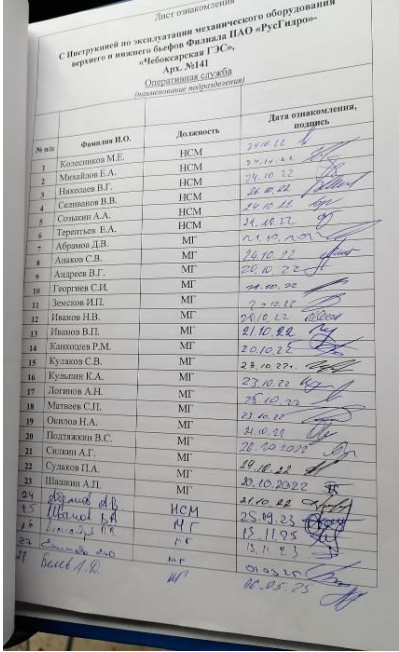
п. 42 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070

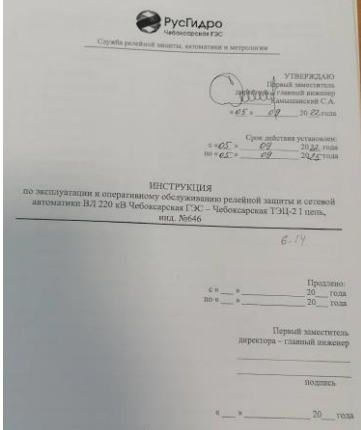
Продлить срок действия инструкции / пересмотреть инструкцию. Провести разъяснительную работу с оперативным персоналом в части ответственного отношения к ведению технической документации на рабочем месте

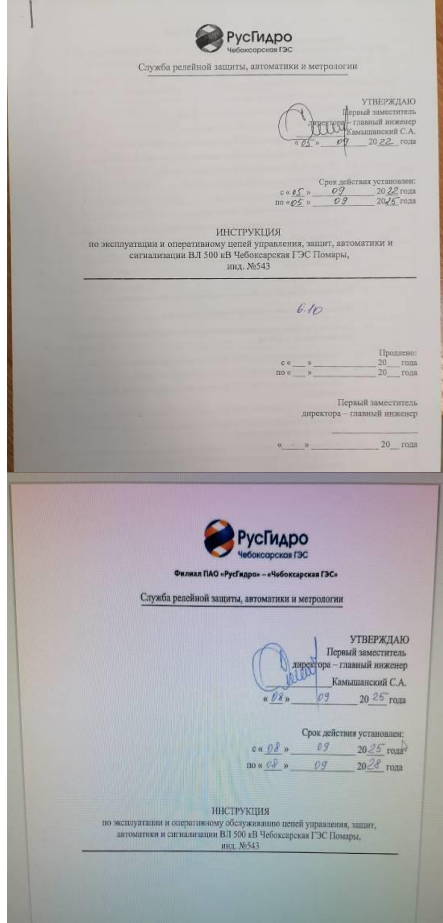
15.10.2025

	06.05.2025, не обратив внимания на срок действия инструкции		и к процессу ознакомления с инструкциями, НТД, НПА и т.д.	
--	---	--	---	--

	 РусГидро ПАО «РусГидро» Филиал ПАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС» ПТС, группа ТП МО УТВЕРЖДАЮ Первый заместитель директора – главный инженер С.А. Камышевский « 05 » апреля 20 20 Срок действия установлен: с « 01 » апреля 20 20 года по « 01 » апреля 20 20 года Инструкция по эксплуатации «Механического оборудования верхнего и нижнего бьефов Филиала ПАО «РусГидро»-«Чебоксарская ГЭС». Индивидуальный номер 141 Продлено: с « 01 » апреля 20 20 года по « 01 » апреля 20 20 года Первый заместитель директора – главный инженер « 01 » апреля 20 20 года				
--	---	--	--	--	--

				
40.	На рабочем месте НСС в ЦПУ присутствует инструкция № 646 с истекшим сроком действия 05.09.2025	п. 42 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Продлить срок действия инструкции / пересмотреть инструкцию	15.10.25

				
41.	На рабочем месте НСС в ЦПУ присутствует инструкция № 543 с истекшим сроком действия 05.09.2025, при этом на электронном ресурсе присутствует утвержденная редакция от 08.09.2025	п. 42 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Обновить бумажную версию инструкции № 543 на рабочем месте НСС в ЦПУ, ознакомить оперативный персонал ЦПУ с новой редакцией инструкции	15.10.2025

				
42.	В Положении о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС» на Филиале ПАО «РусГидро» -	п.42 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Обновить по тексту ссылки на действующие редакции НТД	15.11.2025

	«Чебоксарская ГЭС», утвержденном 20.07.2018, присутствуют ссылки на недействующие редакции ПТЭ и Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации 1.4 Настоящее Положение разработано в соответствии с требованиями: – Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484; – Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854; – Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Минэнерго России от 19.06.2003 № 229) (далее - ПТЭ); – Типового Положения о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС» на объектах ПАО «РусГидро». – Положения о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов 10			
43.	На рабочем месте НСС в ЦПУ в листах ознакомления с инструкциями № 624 и № 600 отсутствует подпись НСС Терентьева Е.В.	п. 37 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Ознакомить сотрудника Терентьева Е.В. с инструкциями № 624 и № 600	15.10.2025

	Лист ознакомления с Инструкцией по эксплуатации локальной системы оповещения Филиала ПАО "РусГидро" - "Чебоксарской ГЭС" Инд.№ 624 <table><tr><th>№ п/п</th><th>Фамилия И.О.</th><th>Должность</th><th>Дата ознакомления, подпись</th></tr><tr><td>1</td><td>Артемьев В.С.</td><td>НСС</td><td>30.09.2022</td></tr><tr><td>2</td><td>Емельяненко М.В.</td><td>НСС</td><td>30.09.2022</td></tr><tr><td>3</td><td>Николаев С.В.</td><td>НСС</td><td>30.09.2022</td></tr><tr><td>4</td><td>Пакин А.А.</td><td>НСС</td><td>30.09.2022</td></tr><tr><td>5</td><td>Машенцев П.В.</td><td>НСС</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>6</td><td>Маркович Р.В.</td><td>НСС</td><td>01.10.22</td></tr><tr><td>7</td><td>Борисова Е.Г.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>8</td><td>Илларионова Л.В.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>9</td><td>Логонова К.Е.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>10</td><td>Невзорова Т.В.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>11</td><td>Павлова Н.С.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td>12</td><td>Пахомова А.С.</td><td>ДИГШУ</td><td>30.09.22</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Дата ознакомления, подпись	1	Артемьев В.С.	НСС	30.09.2022	2	Емельяненко М.В.	НСС	30.09.2022	3	Николаев С.В.	НСС	30.09.2022	4	Пакин А.А.	НСС	30.09.2022	5	Машенцев П.В.	НСС	30.09.22	6	Маркович Р.В.	НСС	01.10.22	7	Борисова Е.Г.	ДИГШУ	30.09.22	8	Илларионова Л.В.	ДИГШУ	30.09.22	9	Логонова К.Е.	ДИГШУ	30.09.22	10	Невзорова Т.В.	ДИГШУ	30.09.22	11	Павлова Н.С.	ДИГШУ	30.09.22	12	Пахомова А.С.	ДИГШУ	30.09.22															
№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Дата ознакомления, подпись																																																																	
1	Артемьев В.С.	НСС	30.09.2022																																																																	
2	Емельяненко М.В.	НСС	30.09.2022																																																																	
3	Николаев С.В.	НСС	30.09.2022																																																																	
4	Пакин А.А.	НСС	30.09.2022																																																																	
5	Машенцев П.В.	НСС	30.09.22																																																																	
6	Маркович Р.В.	НСС	01.10.22																																																																	
7	Борисова Е.Г.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
8	Илларионова Л.В.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
9	Логонова К.Е.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
10	Невзорова Т.В.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
11	Павлова Н.С.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
12	Пахомова А.С.	ДИГШУ	30.09.22																																																																	
	Лист ознакомления С Инструкцией начальника смены станции Филиала ПАО «РусГидро» «Чебоксарская ГЭС» по световой маскировке Арх. №600 Оперативная служба (наименование подразделения) <table><tr><th>№ п/п</th><th>Фамилия И.О.</th><th>Должность</th><th>Дата ознакомления, подпись</th></tr><tr><td>1</td><td>Артемьев В.С.</td><td>НСС</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>2</td><td>Емельяненко М.В.</td><td>НСС</td><td>22.03.23</td></tr><tr><td>3</td><td>Машенцев П.В.</td><td>НСС</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>4</td><td>Маркович Р.В.</td><td>НСС</td><td>22.03.23</td></tr><tr><td>5</td><td>Николаев С.В.</td><td>НСС</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>6</td><td>Пакин А.А.</td><td>НСС</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>7</td><td>Борисова Е.Г.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.23</td></tr><tr><td>8</td><td>Илларионова Л.В.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.23</td></tr><tr><td>9</td><td>Логонова К.Е.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>10</td><td>Невзорова Т.В.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>11</td><td>Павлова Н.С.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td>12</td><td>Пахомова А.С.</td><td>ДИГШУ</td><td>22.03.2023</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Дата ознакомления, подпись	1	Артемьев В.С.	НСС	22.03.2023	2	Емельяненко М.В.	НСС	22.03.23	3	Машенцев П.В.	НСС	22.03.2023	4	Маркович Р.В.	НСС	22.03.23	5	Николаев С.В.	НСС	22.03.2023	6	Пакин А.А.	НСС	22.03.2023	7	Борисова Е.Г.	ДИГШУ	22.03.23	8	Илларионова Л.В.	ДИГШУ	22.03.23	9	Логонова К.Е.	ДИГШУ	22.03.2023	10	Невзорова Т.В.	ДИГШУ	22.03.2023	11	Павлова Н.С.	ДИГШУ	22.03.2023	12	Пахомова А.С.	ДИГШУ	22.03.2023															
№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Дата ознакомления, подпись																																																																	
1	Артемьев В.С.	НСС	22.03.2023																																																																	
2	Емельяненко М.В.	НСС	22.03.23																																																																	
3	Машенцев П.В.	НСС	22.03.2023																																																																	
4	Маркович Р.В.	НСС	22.03.23																																																																	
5	Николаев С.В.	НСС	22.03.2023																																																																	
6	Пакин А.А.	НСС	22.03.2023																																																																	
7	Борисова Е.Г.	ДИГШУ	22.03.23																																																																	
8	Илларионова Л.В.	ДИГШУ	22.03.23																																																																	
9	Логонова К.Е.	ДИГШУ	22.03.2023																																																																	
10	Невзорова Т.В.	ДИГШУ	22.03.2023																																																																	
11	Павлова Н.С.	ДИГШУ	22.03.2023																																																																	
12	Пахомова А.С.	ДИГШУ	22.03.2023																																																																	
44.	На рабочем месте НСС в ЦПУ в листах ознакомления с инструкцией № 148	п. 37	Провести разъяснительную работу с оперативным	15.10.2025																																																																

стоят подписи персонала от 17.01.2024, при этом сама инструкция утверждена только 19.01.2024

Лист ознакомления

С Инструкцией по взаимоотношению оперативного персонала Филиала ПАО "РусГидро" - "Чебоксарская ГЭС" и персонала Чебоксарского района гидросооружений и судоходства по оперативным переключениям в сети 6 кВ и 0,4 кВ

арх. № 141

№ п/п	Фамилия И.О.	Должность	Дата ознакомления, подпись
1	Артемов В.С.	НСС	17.01.2024
2	Емельяненко М.В.	НСС	17.01.2024
3	Маркович Р.В.	НСС	17.01.24
4	Николаев С.В.	НСС	17.01.2024
5	Пакин А.А.	НСС	17.01.2024
6	Терентьев Е.А.	НСС	17.01.2024
7	Борисова Е.Г.	ДИГШУ	18.01.24
9	Логина К.Е.	ДИГШУ	17.01.24
10	Незорова Т.В.	ДИГШУ	17.01.24
11	Павлова Н.С.	ДИГШУ	18.01.24
12	Пахомова А.С.	ДИГШУ	18.01.2024
13	Павлова Н.В.	ДИГШУ	18.01.24

РусГидро
ПАО «РусГидро»

Филиал ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
Чебоксарского района
гидросооружений и судоходства
С.Ю. Петров
«17» 01 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель директора -
Главный инженер
Филиала ПАО «РусГидро» -
«Чебоксарская ГЭС»
С.А. Камышанский
«19» 01 2024

Срок действия установлен:
с «19» 01 2024 года
по «19» 01 2027 года

ИНСТРУКЦИЯ
по взаимоотношению оперативного персонала Филиала ПАО «РусГидро» -
«Чебоксарская ГЭС» и персонала Чебоксарского района гидросооружений и
судоходства по оперативным переключениям в сети 6 кВ и 0,4 кВ.

Инд. № 148
3, 2

«Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070

персоналом в части ответственного отношения к процессу ознакомления с инструкциями, НТД, НПА и т.д.

45.	Выявлено неполное соответствие п. 4.1.6 инструкции по эксплуатации гидрогенераторов требованиям п. 404 ПТЭЭС в части объема показателей, подлежащих контролю при пуске и во время эксплуатации генераторов (недостает температуры стали статора, уровней масла в масляных ваннах подшипников и подпятников, величины вибрации крестовин и подшипников)	п. 404 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Обеспечить актуализацию инструкции по эксплуатации гидрогенераторов в соответствии с требованиями ПТЭЭС РФ	15.11.2025
46.	Напряжение на шинах КРУ 6 кВ фиксируются оперативным персоналом только по приборам ячеек КРУ 6 кВ при производстве переключений. Как результат, требования по поддержанию напряжения на шинах 6 кВ в соответствии с п. 447 ПТЭЭС (100-105 % от номинального) при выполнении изменений режима работы может не всегда соблюдаться при изменениях в прилегающей сети, при регулировании активной и реактивной мощности)	п. 447 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Рекомендуется добавить в АРМ оперативного персонала / ОИК показания напряжения на шинах собственных нужд 6 кВ	25.12.2026
47.	Не контролируются значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более в обмотках трансформаторов, на шинах распределительных устройств высокого напряжения (по условиям прочности изоляции). Такой контроль должен выполняться системами мониторинга или оперативным персоналом	пп. 5.2.7, 5.2.2 СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования»; п. 5.5 ГОСТ Р 57382-2017 «Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы.	1) Предусмотреть в рамках модернизации систем мониторинга оборудования и шин распредустройств высокого напряжения автоматическую фиксацию (с сохранением в архиве) записей обо всех повышениях напряжения длительностью 20 мин и более (их значений, продолжительности и количества).	25.12.2026

	Однако фактически ни один из вариантов не применяется. Системы мониторинга не фиксируют величины, длительность и количество повышений напряжения, а только записывают величины напряжений (в том числе без превышения наибольших рабочих) в архив с установленной дискретностью. При этом архив показаний через определенное время автоматически разреживается, снижая дискретность данных, - данные о повышениях напряжения могут теряться. Таким образом, отдельно случаи повышения напряжения не фиксируются, их количественный подсчет не ведется	Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»; п. А.9 ГОСТ Р 55195-2012 «Национальный стандарт Российской Федерации. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»	2) До модернизации систем мониторинга оборудования – обеспечить такой контроль силами оперативного персонала, в том числе посредством внесения изменений в инструкции по эксплуатации оборудования	
48.	До персонала Группы Режимов Оперативной службы не доведен приказ ПАО «РусГидро» от 05.12.2018 № 932 (ред. от 26.08.2022) «Об утверждении реестров информационного обмена» (отсутствует доступ к приказу, персонал не знает содержание приказа). При этом некоторые требования рассматриваемого приказа напрямую относятся к Группе режимов Оперативной службы. Все необходимые данные по указанному приказу передаются Группой оперативного персонала Оперативной службы	Приказ ПАО «РусГидро» от 05.12.2018 № 932 (ред. от 26.08.2022) «Об утверждении реестров информационного обмена»	1) Обеспечить ознакомление персонала Чебоксарской ГЭС, трудовые функции которого регламентируются рассматриваемым приказом, с приказом ПАО «РусГидро» от 05.12.2018 № 932 (ред. от 26.08.2022) «Об утверждении реестров информационного обмена». 2) В дальнейшем обеспечивать ознакомление подчиненного персонала с вновь выпускаемыми организационно-распорядительными документами ПАО «РусГидро»,	06.10.2025

			относящимися к деятельности рассматриваемого персонала	
49.	Расчет расхода воды в режиме холостого хода при пуске и останове ГА не производится, в учете стока не принимается. Анализ целесообразности учета не проводился	п. 6.1.1 СТО РусГидро 06.01.99-2013 «Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды»	Проанализировать возможность и целесообразность расхода холостого хода, на пуск и останов ГА отдельной статьей расхода при учете стока	30.04.2026
50.	Выявлено несоответствие группы по электробезопасности руководителя Группы режимов Оперативной службы (III группа) требованиям профессионального стандарта 20.007 «Работник по планированию режимов гидроэлектростанций/ гидроаккумулирующих электростанций» (не ниже IV группы)	п. 3.3 Профессионального стандарта 20.007 «Работник по планированию режимов гидроэлектростанций/ гидроаккумулирующих электростанций»	Департаменту эксплуатации инициировать внесение изменений в профстандарт 20.007, с указанием требования к руководителю Группы режимов Оперативной службы – наличие не ниже III группы по электробезопасности. Примечание: Трудовая функция «Замещение недоверенных/недостающих данных в системе учета данных из альтернативных источников», по причине которой это требование действовало ранее, не требует наличия IV группы по ЭБ (в соответствии с разделом 8 Приложения № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, такое замещение выполняется расчетными способами). При необходимости на филиале указанные требования могут быть ужесточены локально	03.11.2025

51.	Необходимо уточнение действующей редакции Инструкции по планированию располагаемой и рабочей мощности: 1) Выявлена неточность в первой формуле в пункте 3.5.1 (приводится формула расчета располагаемой мощности при учете только одного вида ограничений, что не отражено в явном виде). Рекомендуются привести единую формулу для расчета располагаемой мощности с учетом подпора нижнего бьефа и перевода гидротурбин в пропеллерный режим: $N_{расп} = 780 - 34 \cdot (\text{отм. КУ} - 47) - 4 \cdot (51 - \text{отм. КУ})$ 2) Противоречие пункта 2.1 и таблицы 1: в п. 2.1 говорится про два вида ограничений (сезонные ограничения учитываются во временных ограничениях), а в таблице 1 – про три (отдельно выделяются сезонные ограничения). 3) В таблице 1 говорится про системные ограничения и технологический перегруз, понятие и расчет которых не отражены по тексту инструкции. Необходимо привести содержание разделов инструкции к единству, исключить лишнюю информацию при необходимости. 4) В пункте 4.1.7 говорится про учет только сезонных ограничений мощности, что противоречит разделу 3 в части наличия постоянной связанной мощности.	Инструкция по планированию располагаемой и рабочей мощности	Актуализировать инструкцию по планированию располагаемой и рабочей мощности	15.11.2025
-----	--	---	---	------------

	5) В пункте 4.1.7 (или 4.1.9) в части расчета ограничений необходимо привести указание по расчету (определяется в порядке, согласованном с Департаментом эксплуатации). 6) В пункте 6.2 отсутствуют указания об определении величины зимнего коэффициента в зависимости от приведенных факторов. 7) В приведенных в приложениях характеристиках отсутствуют пояснения: – Приложение 1 – области ПЛ и ПР турбин; Приложение 2 – значения $Z_{\text{Камское устье}}$ для различных кривых			
52.	В Инструкции по пропуску весеннего половодья через сооружения Чебоксарского гидроузла: – в разделе 2 «Действия до начала половодья» не отражена необходимость предполоводного осмотра и проверки подготовки к половодью основного и вспомогательного оборудования ГЭС, всех ГТС; отсутствуют указания об осмотре и проверке состояния основного и вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС, всех ГТС, их механического оборудования, подъемных устройств после прохождения половодья	п. 144 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Актуализировать Инструкцию по пропуску весеннего половодья через сооружения чебоксарского гидроузла в соответствии с требованиями пункта 144 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	01.03.2026

53.	В Инструкции по эксплуатации трансформаторов и реактора в приложениях 3-4 (допустимые повышения напряжения промышленной частоты недостаточно точно приведены указания по допустимости повышения напряжения: – вместо абсолютных величин напряжений приводятся относительные, при этом не указывается, относительно какой величины напряжения (наибольшей рабочей или иной; высшего напряжения или всех обмоток трансформаторов); – вместо диапазонов указываются конкретные значения, отсутствуют указания на определение длительности повышения напряжения при промежуточных величинах кратности повышения напряжения; нет указаний по допустимому количеству превышений напряжения	ГОСТ Р 55195-2012 «Национальный стандарт Российской Федерации. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»; Таблица 7 Приложения 2 «Об утверждении «Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике», утвержденных приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340	Актуализировать Инструкции по эксплуатации трансформаторов и реактора в соответствии с указанными замечаниями	15.11.2025
3.3. Устройства релейной защиты и автоматики				
54.	В протоколе технического обслуживания шкафов емкостного отбора напряжения (ШОН) не указаны результаты измерения электрических параметров конденсатора и дросселя, но сделан вывод о соответствии нормам. Методических указаний по техническому обслуживанию, утвержденных заводом	п.76 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	Для ШОН разработать типовую программу по техническому обслуживанию, методические указания и типовой шаблон протокола технического обслуживания охватывающие требования пункта 13 Приложения 4 к Правилам	01.02.2026

	изготовителем или владельцем объекта электроэнергетики не используется		технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики	
55.	В протоколах ТО не во всех случаях указываются нормативные значения контролируемых параметров с которыми должно выполняться сравнение результатов полученных при техническом обслуживании	п.5.3.15 СТО РусГидро 02.02.125-2022 «Релейная защита и автоматика. Техническое обслуживание. Нормы и требования»	Включить в программу ближайшего производственно-технического совещания службы РЗАиМ тему «Оформление протоколов технического обслуживания». Подготовленные материалы (презентации, текст доклада) и протокол проведенного совещания направить в управление РЗ и ПА ДЭ	01.02.2026
56.	Журнал РЗА в цифровом виде не ведется	приказ ПАО РусГидро от 22.04.2025 № 334 «О порядке использования журнала релейной защиты и автоматики»	Издать организационно-распорядительный документ филиала о сроках начала использования журнала РЗА в цифровом виде	15.10.2025
57.	В некоторых шкафах РЗА обнаружены документы, не имеющие статуса исполнительных схем	п. 4 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Определить места хранения схем. Исключить хранение схем и иных документов в шкафах РЗА	30.10.2025
58.	Фильтр присоединения ВЛ 220 кВ Тюрлема ф.В заземлен через ржавый болт. Протокол проверки металlosвязи отсутствует	п. 8 приложения 4 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	Выполнить проверку металlosвязи корпусов фильтров присоединения с заземляющим контуром	25.09.2026
59.	ШАОТ 1АТ Рубильники типа Р-16 в цепях сигнализации покрыты коррозией.	п. 1 приложения 2 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА»,	Проверить работоспособность обогрева	31.10.2025

	Необходимо выполнить техническое обслуживание	утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	Выполнить замену или техническое обслуживание рубильников	
60.	Электроизмерительные приборы в схеме СОПТ машинного зала имеют значительные отличия в результатах измерения напряжения. Напряжение по показаниям всех приборов превышает допустимое. Калибровка некоторых средств измерения не выполнена. Дефект оформлен и на дату выполнения проверки не устранен	пп. 514, 521, 611 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Выполнить калибровку установленных в СОПТ средств измерения	30.12.2026
61.	Трансформаторная площадка. 2Т. Не указаны схемные обозначения термосигнализаторов.	п. 595 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	На трансформаторном оборудовании нанести схемные обозначения термосигнализаторов и их отношение к схемам (сигнализация, управление охлаждением, мониторинг)	31.10.2025
62.	На части исполнительных схем нет отметок о выверке и актуализации схем, осуществляемых при технических обслуживаниях (технические обслуживания выполнялись, протоколы ТО имеются)	п. 94 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	Организовать проверку исполнительных схем устройств РЗА на предмет внесения отметок о выверке и актуализации схем. Обеспечить внесение отметок о выверке и актуализации схем при каждом профилактическом восстановлении	27.02.2026 постоянно
63.	Паспорта-протоколы устройств РЗА МЗ и ОРУ 500/220 кВ. В части паспортов-протоколов нет отметок:	пп. 81, 83, 84, 85, 86 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА»,	Организовать проверку паспортов-протоколов устройств РЗА на предмет внесения в	27.02.2026

	- о выполнении ТО УРЗА (протоколы о выполнении ТО есть); - об изменении уставок в формуляре «Регистрация изменения уставок»; - об исполнительных схемах в формуляре «Исполнительные схемы и сведения об их изменениях»	утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	полном объеме обязательной информации в формуляры Обеспечить внесение в полном объеме обязательной информации в формуляры паспортов-протоколов	постоянно
64.	Панель № 132 Резервные защиты и автоматика выключателя ВЛ 220 кВ ЧеБГЭС-Чигашево, наименование панелей не соответствует диспетчерскому наименованию	п. 595 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Наименование панелей устройств РЗА привести в соответствии с перечнем диспетчеризации ОДУ и РДУ	28.11.2025
65.	Несоответствие параметров настройки логики пуска пожаротушения типовым значениям	Приложение 1. ОУ-02-2018(А) «О случаях неправильной работы РЗА»	При плановом отключении трансформаторов провести анализ действия логики работы терминалов с целью определения времени возврата реле отсутствия напряжения и принятия решения о необходимости корректировки параметров настройки. Выполнить пересмотр параметров настройки с учетом полученных при анализе действия логики работы терминалов результатов	28.11.2025
3.4. Эксплуатации устройств режимной и технологической автоматики, автоматических систем пожаротушения и пожарной сигнализации, обеспечение единства измерений				
66.	Участок ТАиВ. Объем выполненных работ, зафиксированных в протоколах	п. 87 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА»,	Составить шаблоны протоколов технического обслуживания, включающие все пункты	30.12.2025

	технического обслуживания систем возбуждения и САУ ГА, не соответствует в полной мере объему работ требуемых типовыми программами технического обслуживания устройств технологической автоматики и систем возбуждения	утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	типовых программ по техническому обслуживанию.	
67.	Участок ТАиВ. Не выполнено в соответствии с графиком «Осмотров, технического обслуживания, проверки работоспособности устройств автоматики систем АПТ и АПС на 2025г.» техническое обслуживание и проверка работоспособности лучей пожаротушения кабельных тоннелей ГЭС-ОРУ.	п. 6.4.2. ГОСТ Р 59638-2021. «Национального стандарта Российской Федерации. Системы пожарной сигнализации. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность», утвержденного и введенного в действие Приказом Росстандарта от 24.08.2021 № 791-ст	Выполнять ТО в срок установленный графиком. Выполнить внеплановое ТО	17.10.2025
68.	Участок ТАиВ. В перечне инструкций находится «Инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию системы автоматического управления гидроагрегатов 13,14,17,18 на базе МСУГ «Волна» инд. № 673. Данная инструкция не актуальна в связи с выводом из эксплуатации МСУГ «Волна»	п. 76 «Правил технического обслуживания устройств и комплексов РЗА», утвержденных приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555	Удалить инструкцию из перечня	03.11.2025
69.	Участок ТАиВ. В журнале учета технического обслуживания и ремонта автоматики пожаротушения отсутствуют подписи лиц	п. 6.4.7. ГОСТ Р 59638-2021. «Национального стандарта Российской Федерации. Системы пожарной	Удостоверять запись о выполненных работах по ТО и ремонту лицом ответственным за эксплуатацию	Устранено в ходе проверки

	ответственных за эксплуатацию	сигнализации. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность», утвержденного и введенного в действие Приказом Росстандарта от 24.08.2021 № 791-ст		
70.	Участок измерений. Не выполнено в положенный срок (дата окончания работ 31.01.2025, фактическое исполнение май 2025), в соответствии с «Графиком калибровки средств измерений Филиала ПАО «РусГидро»- «Чебоксарской ГЭС» на 2025 г.» калибровка Термометров манометрических типа ТКП-160Сг установки ПСМ-2, МП-45-02 в связи с отсутствием взаимодействия между участком измерений и группой ТиГМО	п. 3.7 подпункты 2, 3.13, 3.14. «Методики организации деятельности метрологических служб в Группе РусГидро» (Приложение 2 к Положению о процессе обеспечения единства измерений в Группе РусГидро)	Актуализировать ЛНД(А) филиала в части назначения ответственных и определения порядка взаимодействия между службами и Гидроремонтом в части выполнения мероприятий по ОЕИ (в части своевременного выполнения графиков)	30.12.2025
71.	В мастерской калибровки манометров имеются не учтенные в ПО Метролог манометры	п. 3.14 «Методики организации деятельности метрологических служб в Группе РусГидро» (Приложение 2 к Положению о процессе обеспечения единства измерений в Группе РусГидро)	Внести в ПТК Метролог не учтенные манометры	Устранено в ходе проверки
72.	Участок измерений. Манометр МП4-У (калибровка 13.04.2023) заводской номер Т434 и Манометр ДМ 02-160 Т402 (калибровка выполнена 13.04.2023) просрочены сроки калибровки. 1. Просрочены сроки калибровки на 2 года (МКИ 1 год).	п. 3.7, подпункт 2 «Методики организации деятельности метрологических служб в Группе РусГидро» (Приложение 2 к Положению о процессе обеспечения единства измерений в Группе РусГидро)	Актуализировать ЛНД(А) филиала в части назначения ответственных и определения порядка взаимодействия между службами и Гидроремонтом в части выполнения мероприятий по ОЕИ (в части своевременного выполнения графиков)	30.12.2025

	2. В ПК Метролог содержится не актуальные данные по состоянию и месту нахождения приборов. 3. Специалистами участка измерений не проводятся обходы/осмотры оборудования. 4. Не организовано взаимодействие между специалистами участка измерений (МС) и Гидроремонта в части обмена информацией по местам и датам установки СИ в эксплуатацию			
3.5. Эксплуатация автоматизированных систем управления технологическими процессами и средств диспетчерского и технологического управления				
73.	По результатам анализа протокола проверки контроллера RTU50 ССПИ ЧеГЭС от 04.02.2025 выявлен факт выполнения ТО оборудование RTU560 не в полном объеме	п. 197 «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Выполнить внеплановое ТО в объеме ТО-2 в 2025 году на оборудовании ССПИ (RTU560)	В срок
74.	Выявлено отсутствие журнала технического обслуживания СДТУ, при этом записи о выполненных работах по ТО вносятся в формуляры регистрации ТО на оборудование	п. 423 «Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Предлагаю завести журнал учета ТО СДТУ до момента появления электронного журнала (работы по созданию электронной версии журнала, в том числе учета ТО на СДТУ, ведутся РГИТС по поручению ДИТ)	В срок
75.	Отсутствует синхронизация времени ЛСО от СОЕВ	Приказ ПАО «РусГидро» от 25.12.2019 № 1077 «Об утверждении Технических условий «Система обеспечения единого времени»	Выполнить работы по синхронизации ЛСО от СОЕВ в рамках эксплуатационного бюджета хозспособом	В срок
76.	Протокол ТО ССПИ не содержит информации об используемых при выполнении работ СИ	п. 3.1. Типовая программы № 3 производства работ по ТО ССПИ, утвержденная	Необходимо при оформлении протоколов последующих ТО ССПИ указывать используемые	Постоянно

		главным инженером Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»	при проведении ТО СИ с указанием инв. № и дат следующей поверки СИ	
77.	Приказ Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» от 10.11.2023 № ЧГЭС/97-0448: - не учитывает ИТР участка ВУ АСУТП Малютенко А.О. Мылов Н.А.; - учитывает выведенное из работы оборудование ВЧ связи	п. 5 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Необходимо актуализировать Приказ от 10.11.2023 № ЧГЭС/97-0448	В срок
78.	Отсутствует ОРД, утверждающий график проведения проверки устройств гарантированного электропитания СДТУ. Утвержденный график в наличии	п. 5 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Разработать отдельный график проверки исправности и работоспособности систем гарантированного электропитания, обеспечивающих функционирование СДТУ/АСУ при исчезновении напряжения питающей сети, в том числе на работу под нагрузкой. Выпустить ОРД, утверждающий график	В срок
3.6. Оценка технического состояния оборудования, выполнение рекомендаций Аналитического центра и контроль выполнения показателей ИГО				
79.	В должностных инструкциях руководителей групп ЭТО и ТиГМО отсутствует в перечне НТД ссылка на приказ ПАО «РусГидро» от 20.06.2018 № 430 (с последующими изменениями), утверждающий Регламент взаимодействия служб мониторинга филиалов и подконтрольных организаций, исполнительного аппарата	пп. 31, 33 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 40	Внести в перечень НТД в должностные инструкции ссылку на приказ ПАО «РусГидро» от 20.06.2018 № 430 (с последующими изменениями)	30.09.2025

	ПАО «РусГидро» и подразделений Аналитического центра в процессе анализа технического состояния ГТС, сооружений и оборудования ГЭС/ГАЭС, ТЭС и объектов электросетевого комплекса Группы РусГидро	«Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796		
80.	В должностных инструкциях руководителей групп ЭТО и ТиГМО отсутствует в перечне НТД ссылка на Распоряжение ПАО «РусГидро» от 28.09.2018 № 370р «Об утверждении Методических указаний по расчету прогнозных индексов технического состояния основного технологического оборудования гидроэлектростанций» (с последующими изменениями)	пп. 31, 33 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 40 «Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796	Внести в перечень НТД в должностные инструкции ссылку на Распоряжение ПАО «РусГидро» от 28.09.2018 № 370р с последующими изменениями)	30.09.2025
81.	В Положении о ПТС в функциях в части планирования технических воздействий нет ссылки на учет рекомендаций Аналитического центра	п. 5.2 приложения 1 к приказу ПАО «РусГидро» от 21.07.2025 № 588, утвердившим «Положение о процессе формирования производственных программ Группы РусГидро»	Дополнить Положение о ПТС в части планирования технических воздействий: - определение набора технических воздействий на оборудование, ГТС, здания и сооружения с учетом выданных рекомендаций в отчетности Аналитического центра	30.09.2025
82.	В машинном зале на отм. 67,5 частично осуществляется хранение узлов оборудования с выступающими частями без ограждения	п. 95 «Правил по охране труда при размещении, монтаже, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования»,	Выполнить ограждение выступающих частей оборудования	19.09.2025

		утвержденных приказом Минтруда России от 27.11.2020 № 833		
83.	На входе в шахту турбины ст. № ГТ14, после окраски стакана генератора, в рамках проведенного капитального ремонта не восстановлено цветовое обозначение низкого потолка	п.5.1.1. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»	Восстановить сигнальное обозначение опасных производственных факторов	25.12.2025
84.	В шахте турбины ст. № ГТ14 после проведенных окрасочных работ в рамках проведенного капитального ремонта не восстановлено (отсутствует) диспетчерское наименование, что затрудняет определение рабочего места для последующего безопасного выполнения работ	п. 5.1.5. СТО РусГидро 05.02.126-2020 «Правил организации безопасного обслуживания гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций»	Восстановить стационарный номер в шахте турбины	19.09.2025
85.	На отм. 64,2 в районе гидроагрегата ст. № 12 ответственным за пожарную безопасность производственного помещения указан Родионов С.Н. (с 12.08.2025 не работает в филиале ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»)	п. 1.3.7. РД 153-34.0-03.301-00 «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	Актуализировать ответственных за пожарную безопасность на отметках здания ГЭС	31.10.2025
86.	На отм. 64,2 в районе гидроагрегата ст. № 15 на временных стяжках подвешен провод на уровне головы	п. 2.1.52 «Правил устройства электроустановок», 6-е издание	Выполнить прокладку кабеля в соответствии с требованиями ПУЭ	30.09.2025
87.	На указателе, устанавливающим направление движения маршрута к убежищу, не указано расстояние в метрах	п. 6.2.3. «Правил эксплуатации защитных сооружений гражданской обороны», утвержденных приказом МЧС России от 15.12.2002 № 583	Указать расстояние в метрах до убежища	19.09.2025

88.	В помещении насосной на отм. 55.6 отсутствуют технологические схемы у насосов: НОМШ, КН, НОПВ и МН	п. 42 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Разместить рядом с насосными НОМШ, КН, НОПВ и МН технологические схемы	30.09.2025
89.	Отсутствует диспетчерское наименование дизель-генераторной установки, располагающейся на улице (на контейнере нет обозначения ДГУ), что затрудняет определение рабочего места для последующего безопасного выполнения работ и выполнения оперативного управления электроустановкой	п. 4 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Нанести диспетчерское наименование на контейнер ДГУ	31.10.2025
90.	Не актуализирована карта напряженности электрического и магнитного полей с учетом проводимой замены выключателей ОРУ-500 кВ	п. 24.17 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденных Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н	Обеспечить актуализацию карты напряженности электрического и магнитного полей	28.08.2026
3.7. Охрана труда и работа с персоналом				
91.	Оперативный персонал не ознакомлен с производственными инструкциями 	п. 1.4. «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденных Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н	Обеспечить ознакомление персонала с инструкциями до даты начала ее действия	Постоянно

				
92.	При проведении работ по реконструкции 18Г, сварочный кабель проложен с нарушением требований электробезопасности. Существует высокий риск нарушения изоляции и получения электро-травмы работником 	п. 1.3. «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденных Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н	Обеспечить выполнение требований Правил	Постоянно

				
93.	На панели счетчиков отсутствуют боковые и задняя стенки. Риск электротравматизма 	п. 1.3. «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденных Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н	Обеспечить содержание шкафа в соответствии с НТД	Постоянно

				
94.	Временная лестница для спуска и подъема к рабочим местам в камере холодного воздуха при реконструкции 18Г не оборудована перилами. Высокий риск падения 	пп. 14, 19 «Правил по охране труда при размещении, монтаже, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования», утвержденных приказом Минтруда России от 27.11.2020 № 833	Обеспечить содержание и эксплуатацию лестниц в исправном состоянии	Постоянно

				
95.	Неправильное хранение (размещение) баллона на месте производства работ (ОРУ-500 кВ) 	п. 603 «Правил промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 536	Обеспечить правильное использование баллона	постоянно
3.8. Гидрогенераторы, трансформаторное, коммутационное оборудование и оборудование собственных нужд подстанций, кабельные линии				
96.	В Филиале не ведутся (отсутствуют) журналы по техническому обслуживанию основного оборудования (генераторы, блочные трансформаторы, ТСН, АТ и т.д.)	п. 7 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Завести журналы технического обслуживания электрооборудования, в дальнейшем регулярно вносить записи о проведенных ТО	01.10.2025
97.	Отсутствует график проведения технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования	п. 7 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго	Составить и утвердить график технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования	01.10.2025

		России от 25.10.2017 № 1013		
98.	Паспорта на основное оборудование (заводские), хранятся на рабочих местах инженеров ПТС, без реестра и определения мест хранения	Рекомендация	Выпустить ОРД по Филиалу с определением места хранения заводской документации, составлением реестра и назначением ответственных	01.11.2025
99.	В связи с тем, что технический архив Филиала переполнен проектной, конструкторской, исполнительной, прочей документацией, ремонтная (отчетная) документация по ТР и КР оборудования хранится в кабинете гр. ЭТО ПТС без реестра в хаотичном порядке	п. 9.5.24 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Рекомендовать Филиалу оборудовать дополнительные площади для расширения технического архива, обеспечить соблюдение Приказа Филиала ЧГЭС/97-0312 от 08.08.2023 (хранение ИД в техническом архиве с включением в реестр)	01.11.2028
100.	Комплекты исполнительной документации по выполненным ремонтам основного оборудования (выборочно проверена ИД по ремонтам ЗТ и ГА) скомплектованы не в полном объеме	п. 17 «Правил организации обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013	Укомплектовать комплекты ИД по выполненным ремонтам основного оборудования	01.11.2025
101.	В кабельной галерее А на отм. 59,8 м не закреплен кабель, упал с лотка 	п. 2.3.15 «Правил устройства электроустановок», 6-е издание	Положить кабель в лоток, закрепить	01.11.2025
102.	В кабельной галерее В на отм. 59,8 м кабель врезается в острый край металлического лотка	Рекомендация	Срезать край лотка или переложить кабель	01.11.2025

				
103.	На задвижке МИ-1Т/39 трансформатора 1Т, фланцах трубопроводов систем охлаждения 1Т (МИ-1Т/6, МИ-1Т/10, МИ-1Т/14, МИ-1Т/15), фланцах трубопроводов систем охлаждения 4Т (МИ-4Т/5, МИ-4Т/9, МИ-4Т/13, МИ-4Т/15), фланцах трубопроводов систем охлаждения охладителей 3 и 4 1 АТ ф. «А», фланцах трубопроводов систем охлаждения охладителей 2 и 4 1 АТ ф. «В», предохранительном клапане 1 АТ ф. «С» имеются капельные течи масла	п. 462 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Запланировать устранение негерметичности системы охлаждения и ремонт задвижки, в предстоящий текущий ремонт	01.09.2026
104.	На баках группы 1АТ и 2 АТ; реакторной группы 1Р-500 имеются следы отслоения и растрескивания краски, покраска происходит без снятия старых слоев краски, что является нарушением технологии ремонта	п. 465 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных Приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Запланировать восстановление АКЗ баков трансформаторного оборудования в предстоящие ремонты	01.09.2026
105.	Щеточно-контактные аппараты ГГ 1÷7, 9÷17 имеют следы загрязнения графитовой пылью и матовую поверхность колец	п. 856 приложения 2 «Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических	Разработать регламент проведения ТО ЩКА, включить в регламентные работы шлифовку контактных колец	01.11.2025

		станций и электрических сетей», утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676		
3.9. Проверка организации ремонта, эксплуатации и технического обслуживания гидротехнических сооружений и производственных зданий				
106.	В составе ремонтной документации отсутствует документация по входному контролю материалов: - 6.21-Рем-2021-ЧебГЭС. Текущий ремонт сухой потерны Чебоксарской ГЭС; - 6.23-Рем-2021-ЧебГЭС. Текущий ремонт помещений отм 69,7-54,3 Чебоксарской ГЭС; - 7.17-Рем-2021-ЧебГЭС. Текущий ремонт фундаментов под оборудование и опоры ВП ОРУ 500 кВ Чебоксарской ГЭС	п 5.3.2 СТО 01.02.132-2015 «Гидроэлектростанции. Контроль качества производства работ в процессе строительства. Нормы и требования»	Укомплектовать ремонтную документацию документами по входному контролю материалов	Устранено в ходе проверки
107.	Строительно-монтажные работы выключателя В 10. Бетонная площадка. Отсутствует защитный слой бетона между основанием и армированием	Проект 2024.01-КР	Обеспечить выполнение требований проектной документации	Устранено в ходе проверки
108.	Строительно-монтажные работы выключателя В 10. Не представлены журналы входного контроля, арматурных работ, бетонных работ	пп. 5.3.2, 5.3.3 СТО 01.02.132-2015 Гидроэлектростанции. Контроль качества производства работ в процессе строительства. Нормы и требования»	Обеспечить наличие и ведение журналов входного контроля, арматурных работ, бетонных работ	Устранено в ходе проверки
109.	Строительно-монтажные работы выключателя В 10. Отсутствует АОСР на армирование бетонной площадки	пп. 5.3.3, 5.3.4 СТО 01.02.132-2015 Гидроэлектростанции. Контроль качества производства работ в процессе строительства. Нормы и требования»	Обеспечить наличие АОСР на армирование бетонной площадки	Устранено в ходе проверки

110.	Строительно-монтажные работы выключателя В 10. В общем журнале работ не ведутся разделы 1, 2, 4, 5	п. 5.3.3 СТО 01.02.132-2015 Гидроэлектростанции. Контроль качества производства работ в процессе строительства. Нормы и требования»	Обеспечить ведение общего журнала работ в полном объеме в течение всего срока работ	03.10.2025
3.10. Гидротурбинное оборудование, гидромеханическое оборудование и общестанционные технические системы				
111.	 Отсутствуют болты соединения фильтра Ф-1 и фундамента в насосной ТВС в устье отм.31,9	Проектная документация	Установить и затянуть с проектным усилием болты соединения фильтра Ф-1 и фундамента	30.10.2025

112.	 Не затянуты болтовые соединения фильтра Ф-2 и фундамента в насосной ТВС в устье отм.31,9	Проектная документация	Затянуть с проектным усилием болтовые соединения фильтра Ф-2 и фундамента	30.10.2025
113.		п. 4.30 СТО РусГидро 05.02.126-2020 «Правил организации безопасного обслуживания, гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций»	Установить табличку с оперативным обозначением задвижки	26.09.2025

	Отсутствует табличка с оперативным обозначением на задвижке соединения сухой и мокрой потерн в насосной ТВС в устье отм.31,9			
114.	 Нарушено АКЗ задвижки ОС Г1/1	п. 5.6.7 СТО 17330282.27.140.014-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования»; п. 314 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070	Восстановить АКЗ в плановый ремонт	17.10.2025
115.	 Протечки масла под фланцем маслолагоотделителя компрессорной НД	п. 5.2.2.3 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Устранить протечки масла	26.09.2025

116.	 Отсутствует табличка с оперативным обозначением на вентиле в транспортном коридоре на отм.64,2 в районе 9Г	п. 4.30 СТО РусГидро 05.02.126-2020 «Правил организации безопасного обслуживания, гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций»	Установить табличку с оперативным обозначением вентиля	26.09.2025
117.	 Неудовлетворительное состояние АКЗ задвижки МИ-1Т/15 системы охлаждения 1Т	п. 5.2.2.3 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Восстановить АКЗ	25.11.2025
118.	 Размещение запасных двигателей компрессоров низкого давления мешает доступу к управлению запорной арматурой	п. 11.2. СТО РусГидро 02.01.145-2022 «Электрические станции, тепловые и электрические сети. Планирование и управление аварийным запасом»	Определить место хранения, разместить оборудование	25.11.2025

119.	 Подтёки масла на масловоздушном котле МНУ 10Г	п. 5.2.2.3 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Выполнить техническое обслуживание котла	26.09.2025
120.	 Отогнут защитный кожух питающего кабеля электродвигателя насоса 13Г МН-	п. 5.2.2.1. СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Восстановить кожух	03.10.2025

	2			
121.	 Распушение конца каната подвеса плоскочелюстного грейфера типа «Полип»	п. 239 «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Ростехнадзора от 26.10.2020 № 461	Стянуть и закрепить конец каната	24.10.2025
122.	 Ослабление крепежа буфера обратной тележки ремонтного затвора ВБ № 19	п. 145. «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 5.3.1. СТО 17330282.27.140.017-2008 «Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»	Затянуть болтовое соединение крепления буфера.	30.09.2025

123.	 Протечки масла под барабаном и редуктором привода главного подъёма козлового крана ВБ учет. № 15036	п. 5.2.2.3 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Устранить протечки масла. Убрать вытекшее масло. Проверить наличие масла в редукторах, при необходимости – долить	17.10.2025
124.	 Трещины в стёклах кабины козлового крана ВБ учет. № 15036	п. 154 «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Ростехнадзора от 26.10.2020 г. № 461	Заменить стёкла в плановый ремонт крана	30.06.2026

125.	 Деформация укосин обратных тележек ремонтных затворов ВБ № 4, 10	п. 145. «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утвержденных приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070; п. 5.3.1. СТО 17330282.27.140.017-2008 «Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»	Восстановить укосины в плановый ремонт	30.11.2025
126.		п. 5.3.3 СТО 17330282.27.140.017-2008 «Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»	Демонтировать металлоконструкции	30.11.2026

	Неиспользуемые металлоконструкции на затворе ВСП			
127.	 Неиспользуемые отверстия в рифленых перекрытиях площадки затворов ВСП	п. И.8.1 СТО 17330282.27.140.017-2008 «Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»	Закрыть рифлеными пластинами, пластины обварить	25.12.2025

128.	 Недостаточная длина болтов крепления крышки червячного редуктора механизма передвижения козловых кранов ВБ и НБ	Проектная документация	Заменить крепеж в плановый ремонт	30.08.2026
129.	 Нарушение целостности сетки ограждения лестницы козлового крана НБ учет. № 15035	п. 154 «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Ростехнадзора от 26.10.2020 г. № 461	Восстановить целостность сетки	17.12.2025
130.		п. 5.1. ГОСТ Р 71918-2024 «Национальный стандарт Российской Федерации. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»	Нанести АКЗ синего цвета при плановых работах	25.10.2026



Некорректная цветовая маркировка
воздушных трубопроводов режима СК в
шахте турбины

131.	 Не установлен замок на люке, ведущем к токосъёмникам козлового крана МЗ учет. № 8033	п. 4.31. СТО РусГидро 05.02.126-2020 «Правила организации безопасного обслуживания, гидротехнических сооружений, гидросилового и гидромеханического оборудования гидроэлектростанций»	Установить замок	30.10.2025
132.	Не заполнен раздел учёта ремонтов и технического обслуживания формуляров турбин ст. № 1-18	п. 5.6.1 СТО 17330282.27.140.005-2008 «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»	Внести в формуляры сведения о выполненных ремонтах	30.09.2025
133.	Не внесены сведения о выполненных ремонтах в паспорта всех ПС, переданных в эксплуатацию Чебоксарскому филиалу АО Гидроремонт-ВКК	п. 97 «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Ростехнадзора от 26.10.2020 г. № 461	Внести в паспорта сведения о выполненных ремонтах	30.09.2025
134.	Перечни документации, составляемой в процессе ремонта, утверждаются после завершения ремонта	п. 9.5.25 строка 15 таблицы 1 СТО РусГидро 02.01.62-2021 «Электрические станции и сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования»	Утверждать перечни не позднее, чем за 5 дней до начала ремонта	12.09.2025

3.11. Пожарная и промышленная безопасность				
135.	Давление в модуле автоматического газового пожаротушения Серверной АСУТП на 54% ниже минимального значения, установленного «инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию автоматической установки газового пожаротушения, системы отопления, вентиляции и кондиционирования Серверной АСУТП» (инд. № 651) 	пп. 9.8.6, 9.8.9 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования» п. Б.1.1 Приложения Б ГОСТ Р 59636-2021 Установки пожаротушения автоматические. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность	Обеспечить уровень давления в модуле автоматического газового пожаротушения Серверной АСУТ, не ниже минимального значения, установленного «инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию автоматической установки газового пожаротушения, системы отопления, вентиляции и кондиционирования Серверной АСУТП» (инд. № 651)	30.09.2025
136.	Контроль давления в пусковых баллонах систем автоматического газового пожаротушения не осуществляется непрерывно с помощью приборов СПС для сигнализации о снижении давления ниже минимального значения	п. 9.8.10 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»	Проработать вопрос (выполнить оценку технико-экономической эффективности с определением источников финансирования и сроков реализации) включения в производственную программу работы по модернизации систем автоматического газового пожаротушения с устройством	01.09.2027

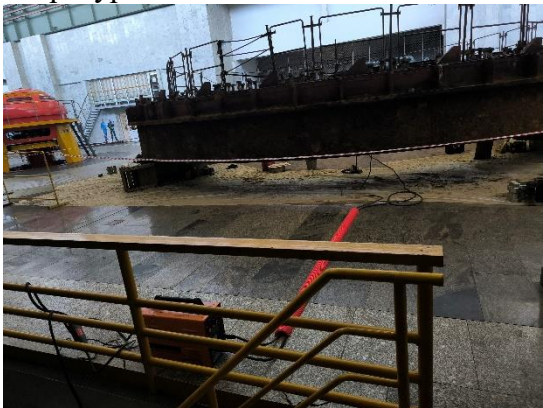
			системы сигнализации о снижении давления в баллонах ниже минимального значения	
137.	Не проведено в мае 2025 года (не представлены протоколы ТО) периодическое плановое техническое обслуживание оборудования систем автоматического пожаротушения кабельного тоннеля ГЭС-ОРУ П2 (ПЖ-37, 38, 45, 46, 53, 54) и кабельного тоннеля ГЭС-ОРУ П2 (ПЖ-39, 40, 47, 48, 55, 56)	п. 54 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479	Обеспечить выполнение технического обслуживания оборудования систем автоматического пожаротушения согласно установленным графикам. Организовать контроль своевременного выполнения технического обслуживания систем противопожарной защиты	17.10.2025
138.	Автономные дымовые пожарные извещатели временных зданий (вагончиков), установленных АО «Гидроремонт-ВКК» непосредственно около ОРУ, не в работоспособном состоянии	п.11 Таблицы 2 СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»	Обеспечить работоспособное состояние автономных дымовых пожарных извещателей временных зданий (вагончиков), установленных АО «Гидроремонт-ВКК» непосредственно около ОРУ	30.10.2025
139.	Временные здания (вагончики), установленные АО «Гидроремонт-ВКК» непосредственно около ОРУ, размещены на расстоянии менее минимально допустимых до ближайших зданий. Отсутствует документ, фиксирующий согласование установки данных вагончиков с Филиалом	п. 4.3 СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»; п. 4.6 ВППБ 01-02-95* (РД 153-34.0-03.301-00)	Обеспечить размещение временных зданий (вагончиков), установленных АО «Гидроремонт-ВКК» непосредственно около ОРУ, с учетом соблюдения минимально-допустимых расстояний до ближайших зданий. Зафиксировать согласование установки данных	30.12.2025

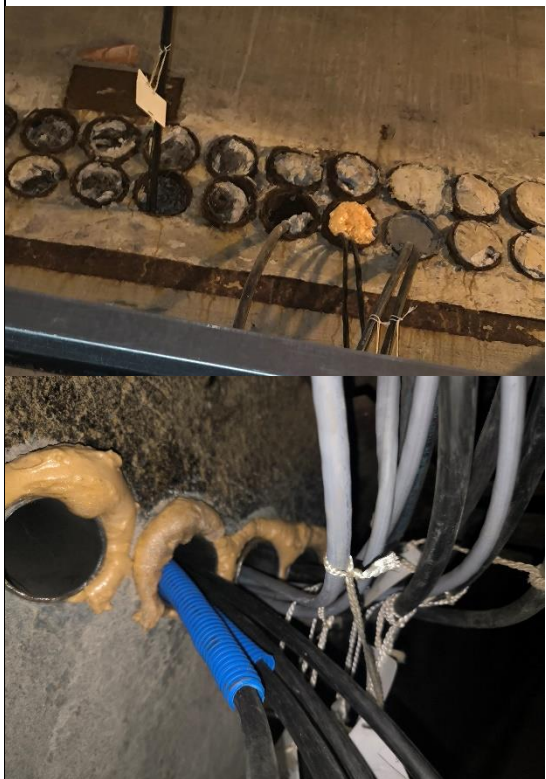
		«Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	вагончиков с Филиалом на схеме размещения	
140.	Склад ГСМ АТХ-400Б на территории хоздвора ОРУ с суммарной нормой хранения всех ЛВЖ и ГЖ (бензин, керосин, моторные масла, лаки, краски и т.д.) около 5,3 тонн оснащен одним огнетушителем ОУ-3 	п. 397 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479	Оснастить склад ЛВЖ на территории ОРУ огнетушителем с огнетушащей способностью не ниже установленной законодательством нормы. Проверить корректность проведенного выбора типа и расчета необходимого количества огнетушителей на объектах противопожарной защиты. Пересмотреть приказ от 04.03.2025 № ЧГЭС/97-0063 «О назначении лиц, ответственных за пожарную безопасность территорий, зданий, сооружений и помещений и за средства пожаротушения»	30.12.2025
141.	На дверях складов ГСМ АТХ-400А и АТХ-400Б на территории хоздвора ОРУ не нанесены знаки W01 «Пожароопасно»	Приложение Ж, ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки	На дверях складов ГСМ АТХ-400А и АТХ-400Б на территории хоздвора ОРУ не нанесены знаки	30.10.2025

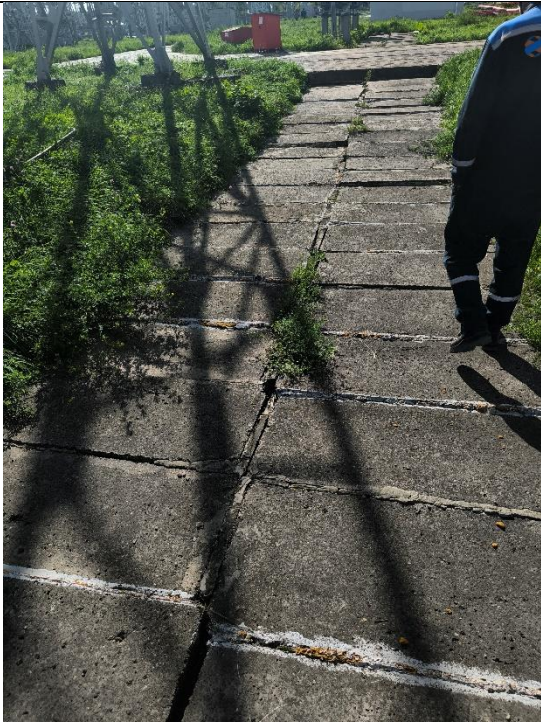
	Легковоспламеняющийся материал», Р02 «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить», Р04 «Запрещается тушить водой» 	безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»	W01 «Пожароопасно. Легковоспламеняющийся материал», Р02 «Запрещается пользоваться открытым огнем и курить», Р04 «Запрещается тушить водой». Провести проверку полноты нанесения запрещающих знаков, предупреждающих знаков и знаков пожарной безопасности на объектах противопожарной защиты согласно ГОСТ 12.4.026-2015	
142.	Ограждение лестницы аварийного выхода 2 этажа здания аппаратной маслохозяства ОРУ не имеет среднего горизонтального элемента и бортового элемента высотой (существует риск падения с высоты более 5 м при эвакуации)	п. 5.1 ГОСТ Р 23120-2016 «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия»	Привести ограждение лестницы в соответствие с требованиями ГОСТ Р 53254-2009.	30.12.2025

				
143.	Не выполнена опломбировка отдельных ручных задвижек систем противопожарного водоснабжения здания ГЭС	п. А.2.6. ГОСТ Р 59636-2021 «Национальный стандарт РФ. Установки пожаротушения автоматические. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность»; п. 23.23 ВППБ 01-02-95* (РД 153-34.0-03.301-00) «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	1. Опломбировать все ручные задвижки систем противопожарного водоснабжения здания ГЭС. 2. Провести внеплановые инструктажи оперативному персоналу на тему «Обеспечение контроля соблюдения требований пожарной безопасности при эксплуатации оборудования противопожарного водоснабжения во время осуществления обходов-осмотров в течении смены»	1. Устранено в ходе проверки. 2. 01.11.2025

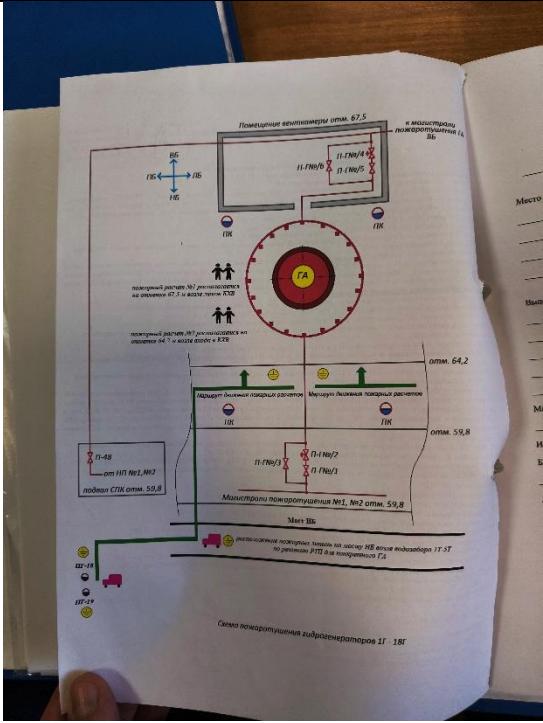
				
144.	В помещении компрессорной высокого давления хранится моторное масло в объеме 20 л (превышающем сменную потребность). Масло хранится не в специальном несгораемом запираемом ящике. Норма хранения горючих жидкостей для помещения не установлена	п. 289 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479; пп. 2.3, 2.4 «Инструкции о мерах пожарной безопасности в компрессорных установках ГЭС и ОРУ»	Обеспечить хранение моторного масла в помещении компрессорной высокого давления в несгораемом ящике. Установить инструкцией о мерах пожарной безопасности нормы хранения горючих жидкостей в помещении. Провести проверки помещений на предмет выявления нарушений по хранению горючих жидкостей. Провести внеплановые инструктажи оперативному	31.10.2025

			персоналу на тему «Обеспечение контроля соблюдения требований инструкций о мерах пожарной безопасности производственных помещений во время осуществления обходов-осмотров в течении смены»	
145.	При перерыве в работах по сборке узла гидроагрегата в машинном зале на рабочем месте (в районе Г5) сварочная аппаратура не была отключена от сети. 	п. 360 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479	Совместно с подрядной организацией организовать выявление и устранение причин нарушения требований по отключению сварочной аппаратуры на рабочих местах во время перерывов в работе, а также в конце рабочей смены	30.10.2025
146.	Кабельные проходки в районе щита 4ОН-1 (отм.62), а также в кабельной галерее Б (6Г) кабельные проходки не уплотнены огнезащитным составом	пп.15, 159 (к) «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от	Обеспечить заполнение кабельных проходок огнезащитными составами. Провести внеплановые	01.11.2025

		16.09.2020 № 1479; пп.15.12, 15.13 ВППБ 01-02-95* (РД 153-34.0-03.301-00) «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	инструктажи оперативному персоналу на тему «Обеспечение контроля соблюдения требований пожарной безопасности при эксплуатации кабельного хозяйства во время осуществления обходов-осмотров в течении смены»	
147.	На ОРУ места огнестойких уплотнений кабельных каналов не обозначены на плитах красными полосами	п. 15.15.3 ВППБ 01-02-95* (РД 153-34.0-03.301-00) «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	Обновить на плитах кабельных каналов ОРУ обозначения мест огнестойких уплотнений	31.10.2025

				
148.	Показания манометров всасывающих линий насосной пожаротушения здания ГЭС №Т434 и №Т402 отличаются на $0,3 \text{ кгс/см}^2$, что превышает допустимую погрешность манометров	п. 6.10.30 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»	Выявить и устранить причину недостоверности показаний установленных манометров	30.10.2025

				
149.	В оперативных карточках тушения пожара не указано расположение необесточенного оборудования	п. 26.7 ВППБ 01-02-95* (РД 153-34.0-03.301-00) «Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»	Пересмотреть карточки пожаротушения, указать в их графической части расположение необесточенного оборудования	30.04.2026

				
150.	Не проведено периодическое техническое обслуживание согласно утвержденного графика балки захватной г/п 140тс (рег.№56-Э) в январе 2025 года и балки захватной г/п 2х210тс (рег№15-Э) в апреле 2025 года	п. 22 (а) «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.11.2020 № 461	Организовать ежемесячный контроль выполнения графиков технического обслуживания подъемных сооружений	30.09.2025
151.	В верхней точке лестницы подъема к кабине управления краном мостовым зав. № 60472 отсутствует защитное ограждение (существует риск падения с высоты более 5 м при подъеме)	п. 170 (а) «Правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Федеральной	Выполнить защитное ограждение лестницы подъема к кабине управления краном мостовым зав. № 60472 на всю высоту подъема	15.11.2025

		службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.11.2020 № 461; п. 6 «Правил по охране труда при работе на высоте», утвержденных приказом Минтруда России от 16.11.2020 № 782н		
152.	Начальником СОТиПК Георгиевым А.Н. в качестве члена аттестационной комиссии Филиала не пройдена периодическая аттестация в территориальной аттестационной комиссии Ростехнадзора в области безопасности ГТС (В2)	п. 7 (а) Постановления Правительства РФ от 13.01.2023 № 13 «Об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики»	Обеспечить прохождение начальником СОТиПК Георгиевым А.Н. аттестации в территориальной аттестационной комиссии Ростехнадзора в области безопасности ГТС (В2)	31.10.2025
3.12. Оценка соответствия деятельности объектов филиала требованиям законодательства в области охраны окружающей среды				
153.	Нормативные и разрешительные документы в области охраны окружающей среды требуют актуализации в связи с изменением ответственного подразделения за указанные вопросы	пункт 2 статьи 67 Федерального закона № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; Приказ Минприроды России от 18.02.2022 N 109 "Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля....»	1.Выполнить анализ документов, требующих актуализации. 2. Выполнить актуализацию документов	06.10.2025 31.10.2025

154.	На территории ОРУ производится несанкционированное накопление металлолома на открытом грунте 	статья 13.4 Федерального закона № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»; пп. 216, 220 СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», утвержденные Постановлением главного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 3	Обеспечить накопление металлолома в предназначенном для этих целей месте	30.12.2025
155.	Установлены выпуски тало-дождевых и дренажных вод через дренажную систему ОРУ 500/220 кВ, предназначенную для исключения влияния движения грунтов на сооружения объекта. Отведение стоков при их образовании производится на рельеф местности, создается риск предъявления претензий со стороны надзорных органов о нанесении вреда окружающей среде (почвам, водному объекту).	ст. 35 ч.2, ст. 39, ст. 55, ст. 56, ст. 60 «Водного кодекса Российской Федерации»; ст. 34, ст. 39 Федерального Закона № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; ст. 12, ст. 42 «Земельного кодекса Российской Федерации»	1. Совместно с Департаментом технического регулирования провести проработку вопроса исключения рисков предъявления требований надзорных органов в отношении несанкционированного сброса сточных и дренажных вод. 2. Разработать план мероприятий по исключению экологических рисков	17.10.2025 По решениям п.1

	Дренажная система не оформлена в установленном порядке, отсутствует согласованная и утвержденная проектная и эксплуатационная документация 			
156.	Допускается захламление отходами (предположительно отходами 3-х лиц) земельный участок дренажной системы ОРУ 500/220 кВ	статья 13.4 Федерального закона № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»; пп. 216, 220	1. Обеспечить сбор отходов с территории, передачу для утилизации или размещение. 2. Провести работу по	30.12.2026

		СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», утвержденные Постановлением главного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 3;	исключению захламления отходами территории ГЭС 3-ми лицами	
		пункт 2 статьи 13 «Земельного кодекса Российской Федерации»		
3.13. Гидротехнические сооружения, производственные здания и сооружения				
157.	Технический паспорт ГТС гидроэлектростанции. В некоторых формах, объекты указываются без разделения по сооружениям ГТС, что усложняет поиск необходимой информации и фиксации изменений по сооружениям. Информация о внесенных дополнениях не фиксируется. Паспорт утвержден 25.02.2016. Отсутствуют записи в паспорте за 2025 год	п. 5.1.4. СТО 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. правила эксплуатации. нормы и требования»	Вести таблицу «Паспорт дополнен». Фиксировать в паспорте (в формах) всю актуальную информацию	30.12.2026
158.	Здание ГЭС. 1 секция. Отм. 54,3. Отслоение окрасочного слоя, следы от протечек	пп. 5.3.2, 5.3.6 СП 28.13330.2017	Выполнить комплекс работ по восстановлению отделки стен и перекрытий с целью	30.12.2028

		«Защита строительных конструкций от коррозии»	профилактики плесени и грибка	появления
--	--	--	--------------------------------------	------------------

				
159.	Сухая потеря здания ГЭС. Отсутствует возможность обратного монтажа расходомеров по причине поражения труб расхода дренажа и патрубков коррозией, наблюдается активное отслоение окалина и коррозионных отложений. Наличие очагов коррозии в местах расположения задвижек и штуцеров 	Рекомендация	Провести текущий ремонт трубопроводов дренажа и задвижек с обеспечением необходимой герметичности. Установить расходомеры	30.12.2028

					
--	--	--	--	--	--

				
160.	Сухая потерна здания ГЭС. Трубопровод технического воздуха 8 кг (не действующий), находится в обветшалом состоянии	СП 73.13330.2016 6.5.24 «Внутренние санитарно-технические системы зданий»	Выполнить работы по демонтажу недействующего трубопровода	30.10.2025

				
161.	Сухая потерна здания ГЭС. В месте примыкания сухой потерны водосливной плотины. Дренажный канал завален мусором	п. 5.5.8.6 СТО 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. правила эксплуатации. нормы и требования»	Провести очистку дренажного канала от загрязнений	30.10.2025

				
162.	Сухая потеря здания ГЭС. Наличие посторонних предметов на ж/б фундаментах	п. 5.5.1.1 СТО 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. правила эксплуатации. нормы и требования»	Очистить фундамент от посторонних предметов	30.10.2025

				
163.	Сухая потерна водосливной плотины. Отсутствует возможность обратного монтажа расходомеров по причине поражения труб расхода дренажа и патрубков коррозией, наблюдается активное отслоение окалины и коррозионных отложений. Наличие очагов коррозии в местах расположения задвижек и штуцеров	Рекомендация	Провести текущий ремонт трубопроводов дренажа и задвижек с обеспечением необходимой герметичности. Установить расходомеры	30.12.2028

					
--	--	--	--	--	--

					
--	--	--	--	--	--

				
164.	На трубах и запорно-регулирующей арматуре наблюдается активная коррозия с поверхностным отслоением металла 	Рекомендация	Провести текущий ремонт трубопроводов дренажа и запорно-регулирующей арматуры с обеспечением необходимой герметичности	30.10.2028

				
--	--	--	--	--

					
165.	Сухая потерна водосливной плотины. Во время визуального осмотра зафиксировано нарушение герметичности запорной арматуры. Протечка носит струйный характер	п. 3.6 СП 73.13330.2016 «Внутренние санитарно-технические системы здания», утвержденного приказом Минстроя России от 30.09.2016 № 689/пр	Обеспечить герметичность запорно-регулирующей арматуры	30.12.2025	

				
--	--	--	--	--

166.	Сухая потерна водосливной плотины. В воздуховоде зафиксировано нахождение постороннего предмета 	4.7.1 ГОСТ Р 70349-2022 «Вентиляция зданий. Воздуховоды»	Очистить рабочую зону от посторонних предметов. Восстановить замкнутый контур с монтажом Г-образных элементов	30.12.2025
------	---	---	--	------------

ВИЗОВЫЙ БЛОК

Каплатый Д.В.

Шуляк В.В.

Бородин А.В.

Майоршин Д.П.

Зайцев В.В.

Лазакович А.Б.

Чеботаревский А.С.

Сергиенко В.С.

Ярда Н.А.

Балихин К.А.

Ткачев Д.Г.

Смирнова А.В.

Киреев Е.А.

Лапшин Р.А.

Данилов С.А.

Лисовский В.В.

Толошинова Е.Е.

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «РусГидро» – «Чебоксарская ГЭС»



С.А. Камышанский