



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)



П Р И К А З

17 мая 2020 г.

№ 192

Москва

О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, № 52 (ч. V), ст. 7665) **п р и к а з ы в а ю:**

Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 (зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный № 48429).

Министр

А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «17» марта 2020 г. № 192

ИЗМЕНЕНИЯ,

которые вносятся в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676

1. Пункт 1.3 изложить в следующей редакции:

«1.3. Настоящая методика распространяется на группы оборудования и сооружения объектов электроэнергетики, состав которых, а также определенные по их целевому назначению, устройству и выполняемым функциям функциональные узлы основного технологического оборудования (далее – функциональные узлы), группы параметров функциональных узлов и параметры технического состояния функциональных узлов и общие параметры технического состояния, не относящиеся к функциональным узлам (далее – обобщенный узел), приведены в приложении № 2 к настоящей методике.

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого производится оценка технического состояния согласно настоящей методике, относятся:

- паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- паровые (энергетические) котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидротурбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- газовые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидрогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;
- турбогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;
- силовые трансформаторы (автотрансформаторы) классом напряжения 35 кВ и выше;
- линии электропередачи (далее – ЛЭП) классом напряжения 35 кВ и выше;

батареи статических конденсаторов классом напряжения 35 кВ и выше;
выключатели классом напряжения 35 кВ и выше;
реакторы шунтирующие;
преобразовательные установки классом напряжения 35 кВ и выше;
системы (секции) шин (кроме комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией) (далее – системы шин) классом напряжения 35 кВ и выше (далее – основное технологическое оборудование).».

2. В пункте 2.2:

абзац второй после слова «узлов» дополнить словами «и обобщенных узлов (далее – узлы) единицы основного технологического оборудования»;

абзац пятый после слов «(наилучшее значение)» дополнить словами «с округлением до целого числа по правилам математического округления».

3. Пункт 2.3 изложить в следующей редакции:

«2.3. Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния узлов с предельно-допустимыми значениями, а также соответствия требованиям, установленными нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией организаций-изготовителей (далее – НТД, значения, установленные НТД), и последующего определения индексов технического состояния узлов и оборудования в целом.

В случае если для определения требований к техническому состоянию функционального узла одного и того же вида оборудования возможно применение более чем одной НТД, субъект электроэнергетики самостоятельно определяет НТД, требования которой применяются при оценке (далее – применяемая НТД).».

4. В абзаце первом пункта 2.4:

слово «функциональных» исключить;

слова «комплексного определении» заменить словами «комплексного определения».

5. пункт 2.6 дополнить абзацем следующего содержания:

«Параметры, учитываемые при расчете индекса технического состояния сегмента воздушной линии электропередачи (далее – ВЛ), заполняются на основании

данных паспорта ВЛ, составленного в соответствии с ГОСТ Р 58087-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Паспорт воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше», утвержденным и введенным в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 марта 2018 г. № 141-ст (Стандартинформ, 2018).».

6. Главу III изложить в следующей редакции:

«III. Порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования»

3.1. Расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования осуществляется в следующей последовательности:

оценка параметров технического состояния узлов основного технологического оборудования в соответствии с пунктами 3.2 и 3.3 настоящей методики;

оценка группы параметров технического состояния узлов в соответствии с пунктом 3.4 настоящей методики;

расчет индекса технического состояния узлов в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики;

расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования в соответствии с пунктами 3.7 – 3.9 настоящей методики;

расчет индекса технического состояния группы оборудования и сооружений в соответствии с пунктами 3.10 – 3.13 настоящей методики.

Схема порядка оценки технического состояния основного технологического оборудования (расчет индекса технического состояния) приведена в приложении № 3 к настоящей методике.

3.2. Для оценки параметров технического состояния узлов субъект электроэнергетики определяет фактические значения таких параметров на основании приведенных в пункте 2.6 настоящей методики данных в соответствии с приведенными в приложении № 2 к настоящей методике единицами измерения (графа 8) и возможными фактическими значениями параметров (графа 9).

3.3. Каждый параметр технического состояния узла оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений таких параметров от

значений, установленных НТД, согласно приложению № 2 (графы 10 – 14) к настоящей методике.

Балльная оценка характеризует качественную оценку параметров технического состояния узлов и уровень выполнения требуемых функций от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка).

3.4. Оценка группы параметров технического состояния узлов определяется минимальной балльной оценкой, полученной в соответствии с пунктами 3.2 и 3.3 настоящей методики, входящего в данную группу параметра.

Для ВЛ оценка группы параметров осуществляется в отношении каждого элемента (опоры и (или) пролета), входящего в состав функционального узла (сегмента).

3.5. Расчет индекса технического состояния функциональных узлов и обобщенного узла (ИТСУ) осуществляется по формуле (1):

$$\text{ИТСУ} = 100 \times \sum i(\text{КВ}_i \times \text{ОГП}_i) / 4, \quad (1)$$

где:

КВ_i – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров технического состояния в соответствии с приложением № 2 (графа 17) к настоящей методике;

ОГП_i – определенная в соответствии с пунктом 3.4 настоящей методики:

балльная оценка i -ой группы параметров технического состояния (для оборудования, кроме ВЛ);

минимальная балльная оценка i -ой группы параметров технического состояния среди всех элементов (опор и пролетов) функционального узла (сегмента) ВЛ (для ВЛ).

В случае наличия у оборудования нескольких узлов, выполняющих одинаковые функции (далее – функциональные узлы одного вида), расчет проводится для каждого узла, ремонт или замена которого могут быть проведены независимо от другого (других) функциональных узлов такого же вида.

3.6. В случае если индекс технического состояния функционального узла, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.5 настоящей методики, превышает значение «26» и определенная в соответствии с пунктом 3.4 настоящей методики

балльная оценка одного из критических параметров, влияющих на снижение индекса технического состояния основного технологического оборудования согласно приложению № 2 (графа 15) к настоящей методике, такого узла составляет «0», то индексу технического состояния такого узла присваивается значение «26».

В случае если индекс технического состояния ресурсопределяющего функционального узла, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.5 настоящей методики, превышает значение «25» и определенная в соответствии с пунктом 3.4 настоящей методики балльная оценка одного из ресурсопределяющих параметров, влияющих на снижение индекса технического состояния основного технологического оборудования согласно приложению № 2 (графа 16) к настоящей методике, такого узла составляет «0», то индексу технического состояния такого узла присваивается значение «25».

3.7. Расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования (ИТС) осуществляется по формуле (2):

$$\text{ИТС} = \sum(\text{КВУ}_i \times \text{ИТСУ}_i), \quad (2)$$

где:

КВУ_i – значение весового коэффициента для i -го функционального узла или обобщенного узла в соответствии с приложением № 2 (графа 18) к настоящей методике;

ИТСУ_i – индекс технического состояния i -го функционального узла или обобщенного узла, рассчитанный в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики.

В случае наличия у единицы основного технологического оборудования нескольких функциональных узлов одного вида для расчета индекса технического состояния такой единицы основного технологического оборудования используется минимальный индекс технического состояния среди таких функциональных узлов. При этом особенности расчета индекса технического состояния ЛЭП определены в пункте 3.9 настоящей методики.

3.8. В случае если индекс технического состояния основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, превышает значение «50» и определенный в соответствии с пунктом 3.5 настоящей

методики индекс технического состояния одного из функциональных узлов такого оборудования не превышает значение «25», то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение «50».

В случае если индекс технического состояния основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, превышает значение «25» и определенный в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индекс технического состояния одного из ресурсопределяющих функциональных узлов имеет значение «25» и ниже, то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение «25».

В случае если индекс технического состояния основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, не превышает значение «25» и определенные в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексы технического состояния всех ресурсопределяющих функциональных узлов имеют значение более «25», то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение «26».

3.9. Расчет индекса технического состояния ЛЭП (ИТС^{ЛЭП}) осуществляется по формуле (3):

$$\text{ИТС}^{\text{ЛЭП}} = \sum(\text{ИТСУ}_i) / \text{КУ}, \quad (3)$$

где:

ИТСУ_i – индекс технического состояния i-ого функционального узла (сегмента) ЛЭП, рассчитанного в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики, входящего в состав ЛЭП;

КУ – количество функциональных узлов (сегментов) ЛЭП.

3.10. Расчет индекса технического состояния группы основного технологического оборудования одного вида (ИТС^Э) осуществляется по формуле (4):

$$\text{ИТС}^{\text{Э}} = \frac{\sum_i (P_i \times \text{ИТС}_i)}{\sum_i P_i}, \quad (4)$$

где:

ИТС_i – индекс технического состояния i-ой единицы основного технологического оборудования в оцениваемой группе;

P_i – характерный виду основного технологического оборудования показатель приведения, принимаемый для:

- паровых турбин – номинальная активная электрическая мощность;
- гидротурбин – номинальная активная электрическая мощность;
- газовых турбин – номинальная активная электрическая мощность;
- паровых энергетических котлов – номинальная паропроизводительность;
- турбогенераторов – номинальная активная электрическая мощность;
- гидрогенераторов – номинальная активная электрическая мощность;
- силовых трансформаторов (автотрансформаторов) – номинальная полная электрическая мощность;
- линий электропередачи – протяженность;
- преобразовательных установок – номинальная электрическая мощность;
- батарей статических конденсаторов – номинальная электрическая мощность;
- реакторов шунтирующих – номинальная электрическая мощность;
- выключателей – приведенная мощность (в соответствии с приложением № 4 к настоящей методике);
- систем шин – приведенная мощность (в соответствии с приложением № 4 к настоящей методике).

3.11. Индекс технического состояния группы основного технологического оборудования, объединенного в одну технологическую цепочку, определяется минимальным индексом технического состояния единицы технологического оборудования, входящего в такую цепочку.

Индекс технического состояния электростанции определяется в отношении следующих технологических цепочек:

- гидротурбина – гидрогенератор – силовой трансформатор (автотрансформатор) (при наличии) – группа выключателей (при наличии) – группа систем шин (при наличии) – группа реакторов шунтирующих (при наличии);
- газовая турбина (при наличии) – паровой (энергетический) котел (при наличии) – паровая турбина (при наличии) – турбогенератор – силовой трансформатор (автотрансформатор) (при наличии) – преобразовательная установка (при наличии) – группа выключателей (при наличии) – группа систем шин (при наличии) – группа

реакторов шунтирующих (при наличии).

3.12. Расчет индекса технического состояния электростанции, подстанции, содержащих более одной единицы одного из видов основного технологического оборудования, осуществляется в следующей последовательности:

в первую очередь осуществляется в соответствии с пунктом 3.10 настоящей методики расчет индексов технического состояния каждой группы основного технологического оборудования одного вида;

во вторую очередь осуществляется в соответствии с пунктом 3.11 настоящей методики расчет индекса технического состояния технологической цепочки, состоящей из групп основного технологического оборудования одного вида:

группа газовых турбин (при наличии) – группа паровых (энергетических) котлов (при наличии) – группа паровых турбин (при наличии) – группа турбогенераторов – группа силовых трансформаторов (автотрансформаторов) (при наличии) – группа преобразовательных установок (при наличии) – группа выключателей (при наличии) – группа систем шин (при наличии) – группа реакторов шунтирующих (при наличии);

группа гидротурбин – группа гидрогенераторов – группа силовых трансформаторов (автотрансформаторов) (при наличии) – группа выключателей (при наличии) – группа систем шин (при наличии) – группа реакторов шунтирующих (при наличии);

группа силовых трансформаторов (автотрансформаторов) (при наличии) – группа преобразовательных установок (при наличии) – группа выключателей (при наличии) – группа систем шин (при наличии) – группа реакторов шунтирующих (при наличии) – группа батарей статических конденсаторов (при наличии).

3.13. Расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования группы объектов электроэнергетики, принадлежащих одному или нескольким субъектам электроэнергетики (их обособленным подразделениям) (ИТС^{СЭ}), осуществляется по формуле (5):

$$\text{ИТС}^{\text{СЭ}} = \frac{\sum_i (N_{\text{пр}i} \times \text{ИТС}_i)}{\sum_i N_{\text{пр}i}}, \quad (5)$$

где:

ИТС_i – индекс технического состояния i-ого объекта электроэнергетики

субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики;

N_{pi} – приведенная мощность i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, входящего в оцениваемую группу объектов электроэнергетики.

Приведенная мощность объектов электроэнергетики, входящих в оцениваемую группу объектов электроэнергетики, рассчитывается в соответствии с приложением № 4 к настоящей методике.».

7. В абзаце первом пункта 4.1 слово «однотипного» исключить.

8. Пункт 4.3 дополнить словами «с учетом положений методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденных приказом Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. № 123 (зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277) (далее – Методические указания).».

9. В пункте 4.4:

после слов «технологического оборудования» дополнить словами «, на которые не распространяется действие Методических указаний,»;

слова «однотипного оборудования» заменить словами «оборудования одного вида».

10. В пункте 4.8 слова «приложении № 10» заменить словами «приложении № 5».

11. В приложении № 1 к методике:

а) после абзаца двадцать четвертого дополнить абзацем двадцать пятым следующего содержания:

«сегмент – часть ЛЭП (функциональный узел), ограниченная точками изменения конфигурации, – проводник или набор проводников с согласованными между собой электрическими характеристиками, который формирует единую электрическую систему, используемую для пропускания электрического тока между точками в энергосистеме, включает в себя опоры и пролеты в случае ВЛ и (или) кабельную линию (далее – КЛ) в случае КЛ. При этом под точками изменения

конфигурации понимается наличие одного из признаков – изменение физической характеристики провода (удельное сопротивление, материал, сечение), отпайка, отходящая от магистрали, коммутационный аппарат, различные организационные структуры субъекта электроэнергетики, эксплуатирующего ЛЭП;»;

б) абзац двадцать шестой после слов «единицы оборудования» дополнить словами «, выделяют функциональный узел, определяющий ресурс (срок) службы единицы оборудования, – ресурсопределяющий функциональный узел»;

в) абзацы двадцать пятый – двадцать седьмой считать абзацами двадцать шестым – двадцать восьмым соответственно.

12. Приложение № 2 к методике изложить в редакции согласно приложению № 1 к настоящим изменениям.

13. Приложения № 4 – 8 к методике признать утратившими силу.

14. В приложении № 9:

а) слова «Приложение № 9» заменить словами «Приложение № 4»;

б) слова «Таблица 9.1 Определение приведенной мощности ГРЭС» заменить словами «Таблица 4.1 Определение приведенной мощности ГРЭС»;

в) слова «Таблица 9.2 Определение приведенной мощности ТЭЦ» заменить словами «Таблица 4.2 Определение приведенной мощности ТЭЦ»;

г) слова «Таблица 9.3 Определение приведенной мощности ГЭС и АС» заменить словами «Таблица 4.3 Определение приведенной мощности ГЭС и АЭС»;

д) таблицу 9.4 изложить в редакции согласно приложению № 2 к настоящим изменениям.

15. В приложении № 10 слова «Приложение № 10» заменить словами «Приложение № 5».

Приложение № 1

к изменениям, которые вносятся в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676, утвержденным приказом Минэнерго России от «17» марта 2020 г. № «192»

«Приложение № 2

к методике оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей,
утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676

Оборудование и сооружения электроэнергетики с детализацией узлов и параметров технического состояния. Балльная шкала оценки. Весовые коэффициенты для группы параметров и узлов

№ п.п.	Группа оборудования	Класс оборудования	Функциональный узел		Группа параметров функционального узла	Параметр функционального узла	Единица измерения параметра	Фактическое значение параметра	Балльная шкала оценки отклонения фактических значений параметров (далее - Ф) от предельно-допустимых значений, а также соответствия требованиям, установленным нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией организаций-изготовителей (далее - значения, установленные НТД (Н))					Параметр, влияющий на снижение индекса технического состояния (да/нет)		Весовой коэффициент		
			наименование	ресурсооценочный предел (да/нет)					0	1	2	3	4	критический	ресурсооценочный	группа параметров функционального узла	17	18
1	Гидроэлектростанции	Гидравлическая турбина	Направление ковшей	нет	Коррозионный, абразивный и кавитационный износ лопаток НА	Глубина коррозионного и абразивного износа лопаток НА	мм	9	10 $1 < \Phi/5$	11 $0,8 < \Phi/5 \leq 1$	12 $0,4 < \Phi/5 \leq 0,8$	13 $0,2 < \Phi/5 \leq 0,4$	14 $\Phi/5 \leq 0,2$	нет	нет	0,05	0,09	
2	Гидроэлектростанции	Гидравлическая турбина	Направление ковшей	нет	Скорость коррозионного и абразивного износа лопаток НА	Скорость коррозионного и абразивного износа лопаток НА	мм/год		1 $1 < \Phi/1$	1 $0,7 < \Phi/1 \leq 1$	1 $0,35 < \Phi/1 \leq 0,7$	1 $0,1 < \Phi/1 \leq 0,35$	1 $\Phi/1 \leq 0,1$	нет	нет			
3					Кавитационный износ лопаток НА	Кавитационный износ лопаток НА		Имеется/отсутствует	Имеется	-	-	-	Отсутствует	нет	нет			
4					Коррозионный, абразивный и кавитационный износ верхнего и нижнего колец НА	Глубина коррозионного и абразивного износа верхнего и нижнего колец НА	мм		1 $1 < \Phi/5$	1 $0,8 < \Phi/5 \leq 1$	1 $0,4 < \Phi/5 \leq 0,8$	1 $0,2 < \Phi/5 \leq 0,4$	1 $\Phi/5 \leq 0,2$	нет	нет	0,05		
5					Коррозионный, абразивный и кавитационный износ верхнего и нижнего колец НА	Скорость коррозионного и абразивного износа верхнего и нижнего колец НА	мм/год		1 $1 < \Phi/1$	1 $0,7 < \Phi/1 \leq 1$	1 $0,35 < \Phi/1 \leq 0,7$	1 $0,1 < \Phi/1 \leq 0,35$	1 $\Phi/1 \leq 0,1$	нет	нет			
6					Кавитационный износ верхнего и нижнего колец НА	Кавитационный износ верхнего и нижнего колец НА		Имеется/отсутствует	Имеется	-	-	-	Отсутствует	нет	нет			
7					Зазоры в подшипниках и износы цапф лопаток	Зазоры в подшипниках и износы цапф лопаток	мм		1 $1 < \Phi/Н$	-	-	-	1 $0 \leq \Phi/Н \leq 1$	нет	нет	0,35		
8					Изонос и дефекты цапф лопаток	Изонос и дефекты цапф лопаток		Не единственный случай, повторяющийся дефект / единственный случай/ отсутствуют	Не единственный случай, повторяющийся дефект / единственный случай/ отсутствуют	-	Единичный случай	-	-	Отсутствует	нет	нет		

9									$0,3 < \Phi/100$	$0,2 < \Phi/100 \leq 0,3$	$0,1 < \Phi/100 \leq 0,2$	$0 < \Phi/100 \leq 0,1$	$\Phi/100 = 0$	нет	нет	
10	Узлы и детали кинематики НА	Количество втулок планф лопаток, требующих замены в капитальный ремонт или межремонтный период	% от общего числа						$1 < \Phi/Н$	-	-	-	$\Phi/Н \leq 1$	нет	нет	0,35
11		Зазоры в узлах и деталях кинематики НА	мм						$1 < \Phi/0,5$	$0,6 < \Phi/0,5 \leq 1$	$0,4 < \Phi/0,5 \leq 0,6$	$0 < \Phi/0,5 \leq 0,4$	$\Phi = 0$	нет	нет	
12		Суммарный люфт в узлах и деталях кинематики НА	% от полного хода сервомотора						Не единственный случай, повторяющийся дефект / единственный случай/ отсутствуют	-	Единый случай		Отсутствуют	нет	нет	
13		Повреждения срезах пальцев или талрепов в межремонтный период							Имеется/ отсутствуют	-	-	-	Отсутствуют	нет	нет	
14		Увеличение перестановочных усилий							-	Имеется/ отсутствуют	-	-	Отсутствуют	нет	нет	
15	Уплотнение лопаток по перу и горцам	Трещины в деталях кинематики	шт.						$2 < \Phi$	-	$1 \leq \Phi \leq 2$	-	$\Phi = 0$	нет	нет	0,10
16		Протечки через НА							Останов гидравлики в постоянном режиме торможения/ гидравлика без торможения не устанавливается/ величина протечек не превышает допустимую	Гидравлика без торможения на постоянном режиме торможения	-	Величина протечек не превышает допустимую	Отсутствуют	нет	нет	
17		Зазоры по высоте лопаток без резинового уплотнения	мм						-	$1 < \Phi/Н$	-	-	$\Phi/Н \leq 1$	нет	нет	
18		Зазоры по высоте лопаток с резиновым уплотнением							Имеется/ отсутствуют	Имеется/ отсутствуют	-	-	Отсутствуют	нет	нет	
19		Суммарная длина местных зазоров между смежными лопатками без резиновых уплотнений	% длины тела лопатки						-	$1 < \Phi/20$	-	-	$\Phi/20 \leq 1$	нет	нет	
20		Количество горелых уплотнений, требующих ремонта (замена)	% от общего числа						$0,7 < \Phi/100$	$0,5 < \Phi/100 \leq 0,7$	$0,2 < \Phi/100 \leq 0,5$	$0 < \Phi/100 \leq 0,2$	$\Phi/100 = 0$	нет	нет	
21		Износ трущихся деталей и направляющих	%						$1,0 < \Phi/100$	$0,9 < \Phi/100 \leq 1,0$	$0,7 \leq \Phi/100 < 0,9$	$0,5 \leq \Phi/100 < 0,7$	$\Phi/100 < 0,5$	нет	нет	0,10
21	Регулирующее кольцо НА	Изнас трущихся деталей и направляющих							Имеется/ отсутствуют	Имеется/ отсутствуют	Имеется, требуют устранения	-	Отсутствуют	нет	нет	
21		Перекосы в установке сервомоторов и их штоков							Имеется, требуют устранения	Имеется, требуют устранения	Имеется, требуют устранения во время планового ремонта/ имеется, требуют устранения	-	Отсутствуют	нет	нет	

22					Трещины на крепления опор сервомоторов			Имеется						Отсутствуют	нет		
23					Повышенные перемещения и люфты в узлах трения			Имеется						Отсутствуют	нет		
24	Крышка турбины	нет			Вертикальная вибрация	мм		Имеется	$0,8 < \Phi/H \leq 1$	$0,5 < \Phi/H \leq 0,65$				Отсутствуют	нет		
25					Тенденция отклонения вертикальной вибрации крышки турбины по сравнению с исходным значением Φ_0 в сопоставимых условиях (в соответствии с НТД, требования которой применяются при оценке (далее - применяемая НТД))	мм		Имеется	$50 < (\Phi - \Phi_0) \leq 50$	$10 < (\Phi - \Phi_0) \leq 10$				Отсутствуют	нет		0,09
26					Наличие и объем протечек			Имеется	$0,36 < \Phi \leq 1$	$0,3 < \Phi \leq 0,39$				Отсутствуют	нет		0,20
27					Протечки масла через крышку			Имеется	Сплошная пленка на поверхности воды в шахте турбины	Масляные следы на поверхности воды в шахте турбины				Отсутствуют	нет		
28					Трещины в крепежных деталях			Имеется	Имеется					Отсутствуют	нет		0,30
29					Поврежденные резьбы крепежных деталей			Имеется	Имеется (на более чем 2 крепежах, более 2 ниток)	Имеется (на 1 крепеже 1-2 нитки)				Отсутствуют	нет		
30					Выкрашивание ниток резьбы			Имеется	Более 2 ниток	1 нитка				Отсутствуют	нет		
31					Крепежные детали			Имеется	Требуется массовая	Требуется единичная				Требуется	нет		Замена не требуется

32						<p>замена/ требуется слипичная замена в неплановый ремонт/ требуется слипичная замена в плановый ремонт/ замена не требуется</p>	<p>замена</p>	<p>замена в неплановый ремонт</p>	<p>замена в плановый ремонт</p>		нет	нет	0,19
				<p>Повреждения и трещины протоочной части</p>		<p>Имеются усталостные трещины, механические повреждения, параметры которых находятся за пределами значений, установлен ых НТД (вызваны посторонним и предметами), требующие ремонта/ имеются повреждения и усталостные трещины металлически х облицовок спиральной камеры (далее – СК), камеры рабочего колеса (далее – КРК), сопрягающей о пояса и отсасывающе й трубы, требующие капитального ремонта, замены/ повреждения и усталостные трещины металлически х облицовок СК, КРК, сопрягающей о пояса и отсасывающе й трубы.</p>	<p>Имеются усталостные е трещины, механическ ие повреждения параметры которых находятся за пределами значений, установлен ных НТД (вызваны посторонни ми предметами ,), требующие ремонта, замены неплановог о ремонта</p>	<p>Имеются поврежден ия и усталости е трещины металличе ских облицовок СК, КРК, сопрягаю щего пояса и отсасываю щей трубы, отсасываю щей трубы, требующи е капитальн ого ремонта, замены</p>	<p>Имеются поврежден ия и усталостны е трещины металличес ких облицовок СК, КРК, сопрягающ его пояса и отсасываю щей трубы, отсасываю щей трубы, требующи е капитальн ого ремонта, замены поврежден ных участков</p>	<p>Имеются повреждени я (скопы, выбоины, вымятины), устраиваемы е без дополнител ьных работ по восстановле нию или замене поврежден ых участков СК и отсасываю щей трубы</p>	Отсутству ют	нет	0,24

33	Устраняемые без дополнительных работ по восстановлению или замене поврежденных участков/имеются повреждения (небольшие сколы, выбоины, вымятины), устраняемые без дополнительных работ по восстановлению или замене поврежденных участков СК и отсасывающей трубы/отсутствуют	0,0003 < $\frac{\Phi}{H}$	0,0002 < $\frac{\Phi}{H}$ ≤ 0,0003	0,0001 < $\frac{\Phi}{H}$ ≤ 0,0002	0 < $\frac{\Phi}{H}$ ≤ 0,0001	$\frac{\Phi}{H} = 0$	нет	нет	0,35
34	Искажение формы камеры рабочего колеса от формы, определенной организацией-изготовителем	мм	-	-	1 < $\frac{\Phi}{H}$	0,5 < $\frac{\Phi}{H}$ ≤ 1,0	нет	нет	0,35
35	Состояние КРК Кавитационная эрозия	г	-	-	1 < $\frac{\Phi}{5}$	0,5 < $\frac{\Phi}{5}$ ≤ 1,0	нет	нет	0,35
36	Дефекты прилегания облицовки КРК и сопрягающего пояса к штрабному бетону	% от общей площади	-	-	Имеется/отсутствуют	-	нет	нет	0,35
37	Состояние штрабного бетона	% от общей площади	0,1 < $\frac{\Phi}{100}$	0,07 < $\frac{\Phi}{100}$ ≤ 0,1	Имеется/отсутствуют	0,05 < $\frac{\Phi}{100}$ ≤ 0,07	нет	нет	0,10
38	Глубина участков разрушенного бетона	м	-	1 < $\frac{\Phi}{0,5}$	0,8 < $\frac{\Phi}{0,5}$ ≤ 1	0,6 < $\frac{\Phi}{0,5}$ ≤ 0,8	нет	нет	0,10
39	Скрытые дефекты и восстановлены после ремонта	Восстановление штрабного бетона	-	-	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)/да (при сроке службы 1,6 ≤ $\frac{\Phi}{H}$)/да (при сроке службы $\frac{\Phi}{H}$ < 1,6)	Да (при сроке службы $\frac{\Phi}{H}$ < 1,6)	нет	нет	0,30
40	Восстановление облицовки КРК	Восстановление облицовки КРК	-	-	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)/да (при сроке службы 1,6 ≤ $\frac{\Phi}{H}$)/да (при сроке службы $\frac{\Phi}{H}$ < 1,6)	Да (при сроке службы $\frac{\Phi}{H}$ ≤ 1,6)	нет	нет	0,30

49	Усталостные трещины лопастей	Усталостные трещины лопастей (для турбины типа ПП)	требуется замена лопастей/ отсутствуют	-	Имеется, требует замены лопастей	-	Имеется, требует замены лопастей	Имеется, не требует замены лопастей	Отсутствуют	нет	нет	0,19
50		Усталостные трещины рабочего колеса и лопастей (для турбины типа РО)	Имеется, требует замены рабочего колеса/ имеется, не требует замены рабочего колеса	-	Имеется, требует замены рабочего колеса	-	Имеется, требует замены рабочего колеса	Имеется, не требует замены рабочего колеса, но требуют ремонта лопастей	Отсутствуют	нет	нет	
51	Протечки масла через уплотнения рабочего колеса (далее - РК)	Протечки масла через уплотнения РК	Имеется/ потеря масла через уплотнения лопастей, уплотнений цапф лопастей, на втулке РК, из-под крышки втулки РК/ отсутствуют	-	-	-	Имеется	Потери масла через уплотнения лопастей, уплотнений цапф лопастей, на втулке РК, из-под крышки втулки РК	Отсутствуют	нет	нет	Поворотные лопастные - 0,10 Радиально-осевые - 0
52	Перестановочные усилия	Перестановочные усилия	кгс/см ²	-	1,2 < Φ/H	-	1,1 < $\Phi/H \leq 1,2$	1 < $\Phi/H \leq 1,1$	$\Phi/H \leq 1$	нет	нет	Поворотные лопастные - 0,10 Радиально-осевые - 0
53	Скрытые дефекты и восстановления после ремонта	Устранение трещин	Нет (не восстановлен) или восстановлен о не в полном объеме/ да (при сроке службы $1,6 \leq \Phi/H$) / да (при сроке службы $\Phi/H < 1,6$)	-	-	-	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)	Да (при сроке службы $1,6 \leq \Phi/H$)	Да, (при сроке службы $\Phi/H < 1,6$)	нет	нет	0,3
54		Восстановление формы РК наплавкой металла	Нет (не восстановлен) или восстановлен о не в полном объеме/ да (при сроке службы $1,6 \leq \Phi/H$)	-	-	-	Нет (не восстановлено или восстановлено не в полном объеме)	Да (при сроке службы $1,6 \leq \Phi/H$)	Да, (при сроке службы $\Phi/H < 1,6$)	нет	нет	

