

УДК 621.165

# ЭЛЕКТРОЭРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЭНЕРГОВЫРАБАТЫВАЮЩЕМ ОБОРУДОВАНИИ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ\*

**Курмакаев В. М.,**

ведущий инженер отдела электромагнитных исследований и разработки, компания «ЮВТЕК».  
195265, г. Санкт-Петербург, ул. Лужская, д. 12, лит. А.

E-mail: info@juvtek.ru

**Аннотация:** К 2015 г. более половины паровых турбин будет эксплуатироваться с индивидуально установленным ресурсом. Это усугубляется растущей проблемой электроэрозии. Поэтому на действующем оборудовании необходимо проводить мероприятия, которые направлены на повышение надежности эксплуатации в части предотвращения электроэрозионных повреждений.

**Ключевые слова:** электроэрозионные повреждения, энерговырабатывающее оборудование, заземляющее токосъемное устройство.

## **Electroerosion failures of energy producing equipment and methods of their prevention**

By the year 2015, more than a half of steam turbines will be operated with individually defined resource. This is compounded by the growing problem of electroerosion. That is why measures which are directed towards increase of reliability of operation, in part of prevention of electroerosion failures should be carried-out at operative equipment.

**Key words:** electroerosion failures, energy producing equipment grounding current collection equipment.

Под электроэрозионными повреждениями понимаются повреждения, вызванные переносом материала с поверхностей деталей различного оборудования под действием электрического тока, проходящего через зону контакта этих деталей (непосредственного или скользящего контакта через промежуточную среду).

Электроэрозионные повреждения свойственны в той или иной степени всем вращающимся электрическим машинам (двигатели, генераторы) и сочлененному с ними оборудованию (турбины, насосы и т.п.). Также эта проблема становится актуальной и для крупных паровых и газовых турбин, приводных двигателей, компрессоров, которые не имеют заземления вала или эксплуатируются в течение 10–12 лет и более в условиях воздействия магнитного поля земли и полей электрического оборудования на электрических станциях и промышленных предприятиях [1, 2].

Проблема электроэрозионных повреждений энерговырабатывающего оборудования возникла в начале XX века с появлением достаточно мощных турбоагрегатов (15–30 МВт). Работы и исследования, проведенные современниками в нашей стране [3–5] и за рубежом [6, 7], показали, что причиной повреждений являются паразитные напряжения на валах турбины и генератора. Данное напряжение создает роторные токи, протекающие между узлами турбоагрегата, вызывая при этом их электроэрозионный износ.

Основными узлами в турбоагрегате, подверженными электроэрозионным повреждениям, являются: баббитовая заливка вкладышей подшипников; поверхность разъемов подшипников, диафрагм, цилиндров; поверхности шеек валов; зеркала полумуфт; взаимно соприкасающиеся детали регулятора турбины [8].

\* Материал предоставлен компанией «ИНТЕХЭКО»

Комплекс мероприятий по предотвращению электроэрозионных разрушений, выработанный в первой половине XX в., казалось бы, устранил данную проблему. Однако эти мероприятия касались турбин и генераторов того времени: мощность 15–30 МВт; небольшие расходы и низкие параметры рабочего пара (давление и температура); небольшие диаметры роторов и, соответственно, их невысокая линейная скорость; небольшие коэффициенты линейного расширения; магнитные коэффициенты конструкционных материалов турбины (магнитная проницаемость, коэрцитивная сила); особенности конструкции, применяемые в тот период; невысокий удельный коэффициент электромагнитных нагрузок в генераторах.

Как показала практика эксплуатации, проблема актуальна и для энергетического оборудования, эксплуатируемого в настоящее время. Это касается турбин, генераторов выпуска не только второй половины XX в., но и выпуска после 2000 г. Обусловлено это тем, что решения, выработанные в первой половине XX века, не обеспечивали полноценную защиту от электроэрозионных повреждений на более мощном оборудовании с высокими эксплуатационными параметрами, которое стало появляться в 1960–1970-е гг. на ТЭЦ, ГРЭС и АЭС.

Исследования, проведенные на бб турбинах различных типов в «Центрэнгерго», показали [9], что 1-е и 2-е места по числу отказов имеют повреждения узлов регулирования турбины и подшипников – 22,5 и 16,1% соответственно. Данные повреждения обусловлены большой затратностью восстановительных работ и простоем

оборудования. Большая часть дефектов в работе подшипников связана именно с повреждением или хрупким разрушением баббитовой заливки, вызванным прохождением роторных токов [8, 10].

**Основные причины электроэрозии и методы защиты.** Электроэрозионные токи (рис. 1) являются следствием паразитных напряжений на валопроводе ТА, основными причинами которых являются [1–5, 8]:

- электризация валопровода из-за трения роторов турбины о пар, поз. 1;
- намагниченность деталей и узлов турбоагрегата, которая создает напряжение на валу при его вращении (униполярную ЭДС) и, как следствие, образование подшипниковых токов, поз. 2;
- магнитное поле генератора, которое неизбежно создает разность потенциалов на валу с образованием роторных токов, замыкающихся по валу через подшипники (поз. 3), вследствие несимметрии нагрузки по фазам и магнитной цепи (несоосность ротора и статора, дефекты сборки и монтажа).

В соответствии с нормативными документами [10–12] для предотвращения электроэрозии турбоагрегатов обязательными мероприятиями на турбинах любого типа и мощности являются:

- ◆ Установка токосъемных щеток заземления вала турбины для стекания электростатических зарядов.
- ◆ Установка схемы контроля цепи заземления вала и работоспособности заземляющих щеток.
- ◆ Размагничивание деталей турбоагрегатов при остаточном уровне намагниченности выше нормы.

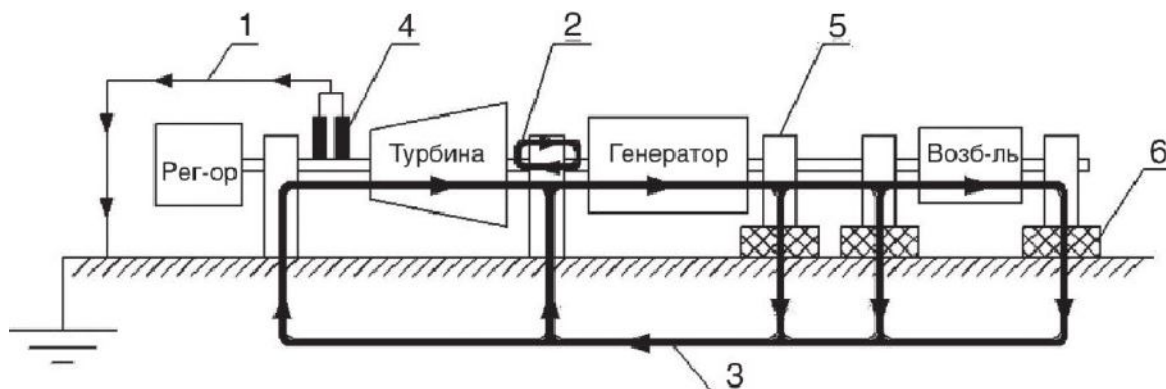
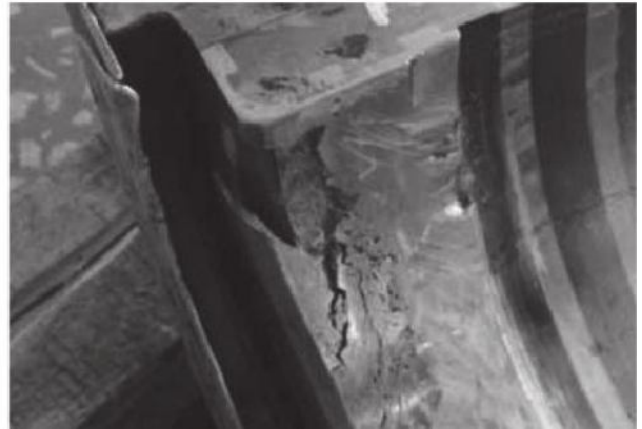


Рис. 1. Схема протекания электроэрозионных токов в турбоагрегате: 1 – ток электростатического заряда ротора; 2 – подшипниковые токи, вызванные униполярной ЭДС; 3 – роторные токи; 4 – заземляющие щетки; 5 – подшипник турбоагрегата; 6 – подстоловая изоляция подшипника



а)



б)

Рис. 2. Пример электроэрозионных повреждений узлов турбоагрегата:

а) обширные зоны выплавления баббитовой заливки подшипника при прохождении роторных токов;  
б) хрупкое разрушение баббитовой заливки подшипника, сопровождающееся сеткой трещин и кавернами диаметром 1–2 мм

♦ Контроль состояния подстоловой изоляции, масляных пленок подшипников генератора (возбудителя) и связанных с ними маслопроводов.

♦ Поддержание высоких изолирующих свойств масляных пленок в подшипниках за счет обеспечения качества масла, недопуска его обводнения и присутствия механических примесей.

Заземление валопровода турбины. Одной из основных мер защиты турбоагрегата от электроэрозионных повреждений является установка токосъемных щеток заземления вала [8, 10–12]. Выполнение данного мероприятия обеспечивает стекание на землю электростатических зарядов, вызванных трением роторов турбины о пар. А также создает контур заземления для роторных токов в обход подшипников турбины и деталей узла регулирования.

Подшипники турбины и детали узла регулирования являются наиболее близко расположенными заземленными узлами к валопроводу турбоагрегата. Поэтому они являются потенциально наиболее уязвимыми местами для прохождения роторных токов. Это подтверждает практика отказов – при отсутствии заземления в 80% случаев электроэрозионные повреждения имеют первые три (по порядку) подшипника турбины, детали узла регулирования и автомата безопасности, рис. 2.

По рекомендациям заводов-изготовителей заземляющие щетки необходимо устанавливать

только в одном сечении вала турбины во избежание дополнительных контуров замыкания роторных токов. Располагать щетки следует как можно ближе к узлу регулирования для его защиты. Установка заземляющих щеток возможна только в зазорах между корпусами подшипников и цилиндров, где есть доступ к открытым участкам поверхности вала. На большинстве турбин, эксплуатируемых в настоящее время, выполнение данных требований затруднено ввиду весьма малого расстояния открытых участков вала (данные турбины проектировались без требования установки заземляющих щеток). Как правило, расстояние в осевом направлении между корпусами узлов турбины (подшипники, узел регулирования, цилиндры) составляет 30–50 мм. А расстояние открытых участков вала – не более 20–30 мм. Наличие высоких температур и пропаривания в месте установки щеток обуславливает необходимость частого обслуживания и ремонта токосъемного узла.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами эксплуатационному персоналу невозможно провести замену щеток, техническое обслуживание самих щеткодержателей и их ремонт во время работы турбины. Обслуживание токосъемных устройств возможно только в период плановых ремонтов. Поэтому большую часть времени турбоагрегат работает без исправного заземления.

Наша организация осуществляет поставку, монтаж и сервисное обслуживание новой

запатентованной схемы токосъемных устройств заземления вала К10-1. Устройство К10-1 относится к области защиты узлов крупных вращающихся машин от электроэрозионного разрушения и может применяться на паровых и газовых турбинах любого типа и мощности.

Устройство К10-1 выполнено в виде отдельных конструктивных модулей (рис. 3): блок настройки и индикации (поз. 1); направляющая для хода щетки (поз. 2); кронштейн (поз. 3) для крепления щеткодержателя к корпусу вращающейся машины и регулировки его относительного положения.

Направляющая и блок настройки и индикации расположены вертикально друг относительно друга на одной оси. Все функции по настройке, индикации, техническому обслуживанию и замене щеток объединены в блоке настройки и индикации, выполненного в виде цельного модуля. Блок вынесен из зоны контакта щетки с валом и в смонтированном состоянии токосъемного устройства располагается над корпусами узлов турбины в зоне свободного доступа. В зазоре между узлами турбины располагается только направляющая со щеткой. Направляющая и блок настройки и индикации имеют резьбовое соединение, что обеспечивает быстрый доступ к щетке при ее замене. Все детали и узлы щеткодержателя изготовлены из нержавеющей стали, что обеспечивает долгий срок службы.

Токосъемное устройство поставляется в состоянии монтажной готовности. Кронштейн

монтируется на внешнюю часть корпуса узлов турбины при помощи болтового соединения, что исключает необходимость демонтажа и доработки данных узлов. Щеткодержатели устанавливаются преимущественно в районе 1-го подшипника турбины либо в другом месте, определенном заводом-изготовителем, где имеется свободный участок вала в осевом направлении не менее 19 мм.

Устройство К10-1 обеспечивает:

- ◆ Формирование надежного скользящего контакта щетки с открытыми участками поверхности вала, в частности, находящихся в труднодоступных местах – в зазорах между корпусами и узлами машины.
- ◆ Надежную работу токосъемного устройства в агрессивных условиях окружающей среды: температура до +190 °С, наличие пыли, масляных и водяных паров.
- ◆ Возможность технического обслуживания щеток и их замену при работе турбины.
- ◆ Регулировку и индикацию усилия прижатия щеток во время работы турбины.
- ◆ Индикацию износа щетки.
- ◆ Электрическую изоляцию токоведущих частей щеткодержателя от корпуса турбины.
- ◆ Защиту персонала от поражения электрическим током при техническом обслуживании устройства.
- ◆ Монтаж токосъемного устройства без доработки и демонтажа корпусов турбины,

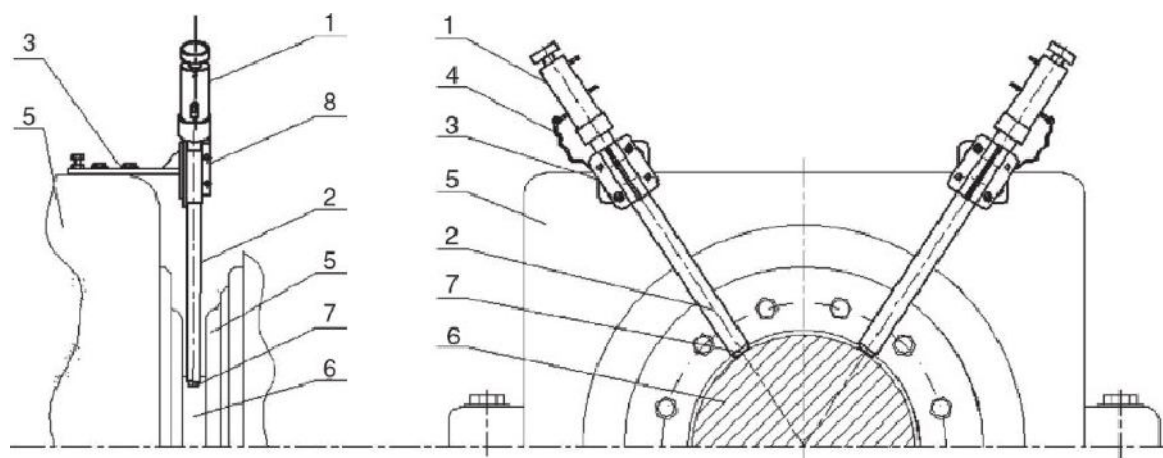


Рис. 3. Схема установки заземляющего токосъемного устройства К10-1 на корпус подшипника турбины: 1 – блок настройки и индикации; 2 – направляющая; 3 – кронштейн; 4 – кабель соединительный; 5 – корпус турбины (машины); 6 – вал; 7 – электрографитная щетка; 8 – хомут



в том числе маслозащитных колец, подшипников, концевых уплотнений цилиндров.

- ◆ Ограничение хода щетки при ее износе для предотвращения повреждений поверхности вала.

**Размагничивание турбоагрегатов.** Работа массивных ферромагнитных механизмов неизбежно сопровождается ростом остаточного уровня намагниченности их узлов в условиях воздействия магнитного поля земли, полей электрического оборудования на электростанциях, промышленных предприятиях и операций, проводимых в процессе ремонта и технического обслуживания (магнитная дефектоскопия, сварка и т. п.) [1, 2, 8, 10].

Операция размагничивания является необходимым методом профилактики электроэрозионных повреждений [8, 10–12]. Она обеспечивает снижение остаточного уровня намагниченности узлов турбоагрегатов до безопасных норм и, как следствие, уменьшение паразитных напряжений на валопроводе турбины и электроэрозионных повреждений при ее работе. Предельным уровнем остаточной намагниченности оборудования в электроэнергетике является 3 Э и 6 Э (Эрстеда) для турбины и генератора соответственно [2, 8],  $1 \text{ Э} = 10^{-4} \text{ Тл}$  (Тесла). Исследования, проведенные на 14 турбоагрегатах мощностью от 25 до 300 МВт, показали, что турбины приобретают высокий уровень намагниченности, способный вызвать электроэрозионные повреждения уже через 10–12 лет их эксплуатации. Поэтому необходимость данной работы возникает каждый второй капитальный ремонт.

Существующие установки размагничивания в промышленности позволяют обрабатывать практически любые машины и агрегаты вплоть до больших кораблей военного и гражданского назначения. Это требует использования крупногабаритных стационарных установок, используемых, как правило, только в кораблестроении. Применение данного типа установок для размагничивания энергетических машин в условиях станций является дорогостоящим и трудноосуществимым мероприятием.

Распространение получили более мобильные и дешевые установки, использующие для

размагничивания низкое напряжение (60 В) постоянного тока и токи порядка 100–200 А. Для этого, как правило, используется сварочное оборудование: выпрямитель диодный типа ВД, балластное сопротивление и непосредственно сама размагничивающая установка. Данная схема требует организации специальных рабочих мест на ремонтных площадках ТЭЦ/ГРЭС, что ведет к необходимости использования крановых работ для концентрации узлов турбины. Это приводит к задержке работ и сдвигу ремонтного графика, а также требуется больше времени для размагничивания.

Существующий опыт работы компании «ЮВ-ТЕК» на турбоагрегатах ТЭЦ и ГРЭС позволил разработать метод и схему мобильной размагничивающей установки К60-1. Наша организация осуществляет размагничивание крупных вращающихся машин и механизмов в энергетике, тяжелой и газовой отраслях промышленности.

Установка состоит из размагничивающего устройства и комплекта размагничивающих катушек. Питание установки осуществляется от штатной сети 220/380 В. Поэтому отсутствует необходимость в использовании вспомогательного крупногабаритного оборудования с последующими проблемами их подключения и перебазирования. Невысокий вес установки позволяет проводить размагничивание как на ремонтных площадках станции, так и на самой турбине без привлечения кранового оборудования и ремонтного персонала. Не требуется организация специального рабочего места. Размагничивание проходит параллельно с основными ремонтными работами и не вызывает сдвига графика. Детали и узлы турбоагрегата обрабатываются по отдельности. Например, на размагничивание цилиндра (ротор, обоймы, диафрагмы) турбины К-300-240 при среднем уровне намагниченности в 10–15 Э требуется 2–3 дня.

Размагничивающая установка К60-1 обеспечивает:

- ◆ Снижение ниже предельных норм остаточного уровня намагниченности паровых и газовых турбин, компрессоров, приводных двигателей любого типа и мощности.

◆ Снижение количества отказов работы турбоагрегата по причине электроэрозионных повреждений.

◆ Исключение ложных срабатываний датчиков системы контроля положения вала и вибрации.

◆ Устранение эффекта прилипания рабочего инструмента при проведении ремонтных работ.

◆ Устранение эффекта магнитного дутья и последствий применения магнитной дефектоскопии.

◆ Снижение количества металлических инородных предметов и стружки, попадаемых в маслосистему и другие ответственные узлы турбины при ее сборке.

◆ Снижение уровня униполярной ЭДС в подшипниках турбоагрегата и как следствие подшипниковых токов.

◆ Проведение размагничивания в пределах территории электрических станций.

◆ Снижение времени размагничивания и, как следствие, себестоимости работ.

Около 82% паровых турбин, эксплуатируемых в настоящее время в нашей стране, выработало расчетный ресурс [13], данные приведены по состоянию на 2000 г. К 2015 г. более половины паровых турбин будут эксплуатироваться с индивидуально установленным ресурсом. Положение усугубляется и тем, что за последние годы на 10% снизилось количество капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов. Данные факты усугубляются растущей проблемой электроэрозии. Поэтому на действующем оборудовании необходимо выполнять мероприятия, которые направлены на повышение надежности эксплуатации, в части предотвращения электроэрозионных повреждений.

### Библиографический список

1. **Vance John M., Palazzolo Alan B., Zeidan Fouad Y.** Department of Mechanical Engineering Texas A&M «Electric shaft currents in turbomachinery». Proceedings of the sixteenth turbomachinery symposium.
2. **Вол А. А., Домбровский В. В., Сафонов Л. П., Хуторецкий Г. М.** Влияние электрических явлений в тепломеханической части ТЭС и АЭС на надежность энергооборудования // Энергетическое машиностроение. Выпуск № 13. Серия 3. – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1990.
3. **Грудинский П. Г.** Паразитные токи на валах и в подшипниках турбогенераторов // Электрические станции. – 1934. – № 12.
4. **Грудинский П. Г., Лизунов Д. В.** Зарядка роторов турбогенераторов паром // Электрические станции. – 1935. – № 6.
5. **Поляк Н. А.** Повреждения и неисправности паротурбинного генератора, связанные с работой всего турбоагрегата. – М., Л., ГЭИ, 1940.
6. **Adler L.** Возникновение и избежание подшипниковых токов. – Е. и М., 1910.
7. **Walker** Проблемы электрических машин. – Лондон, 1929.
8. **Розенберг С. Ш., Сафонов Л. П., Хоме-нок Л. А.** Исследование мощных паровых турбин на электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1994.
9. **Поздышев А. А., Рабенко В. С., Мошкарин А. В.** Особенности повреждений стареющего парка паровых турбин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2004. – № 4.
10. **Информационное письмо** № 1Т.578.00, «Об электроэрозионных повреждениях подшипников турбин К-300-240 ЛМЗ», 1986 г. Ленэнергоремонт.
11. **Информационное письмо** № 510-139 «Об электроэрозионном повреждении подшипников турбоагрегатов», 1984 г. Завод-изготовитель турбин – ЛМЗ.
12. **Эксплуатационный циркуляр** Ц-05-88(Э) «О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов», 1988 г. Министерство энергетики и электрификации СССР.
13. **Трухний А. Д., Клименко В. В.** Основы современной энергетики / Под общей ред. Е. В. Аметистова. – Часть 1. Современная теплоэнергетика. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 368 с.

*Статья подготовлена по материалам  
II Всероссийской конференции  
«РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ – 2010»*