РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 800 МВт

РД 34.35.124-93

СПО
ОРГРЭС
Москва 1994

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНО предприятием «Уралтехэнерго» при участии фирмы ОРГРЭС, ВТИ, института «БЕСТ» (г. Харьков)
ИСПОЛНИТЕЛИ Н.Г. Радюкова, Г.В. Железнов (Уралтехэнерго), Н.И. Чучкина (ОРГРЭС), Э.К. Ринкус (ВТИ), Б.М. Гольдрин («БЕСТ»)
УТВЕРЖДЕНО Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 24.06.93 г.

Первый заместитель начальника А.П. БЕРСЕНЕВ

© СПО ОРГРЭС, 1994

УДК 62-52-59-75.78

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 800 МВт

РД 34.35.124-93

Настоящие Технические требования распространяются на подсистемы технологических защит (ТЗ) энергоблоков 800 МВт ТЭС и устанавливают основные положения по надежности ТЗ, виды и критерии отказов, требования к составу и нормированию значений показателей надежности, а также требования к диагностике и техническому обслуживанию.

Материал предназначен для использования на следующих стадиях создания и эксплуатации АСУ ТП:

1) «Техническое задание» — при установлении критериев отказов, выборе состава и значений показателей надежности ТЗ, требований к техническому обслуживанию и диагностике;

2) «Технический проект» — при выборе технических средств и структур ТЗ и при проектной оценке надежности ТЗ;

3) «Ввод в действие» — при расчетно-экспериментальной оценке надежности ТЗ по результатам опытной эксплуатации;

4) «Эксплуатация ТЗ» — при расчетно-экспериментальной оценке надежности ТЗ по результатам промышленной эксплуатации.

Основные термины и определения, принятые в настоящем материале, приведены в приложении 1.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Система ТЗ является наиболее ответственной подсистемой АСУ ТП энергоблоков 800 МВт, для которых последствия аварий либо ошибочных остановов весьма велики. Подсистема ТЗ выполняет функции управления технологическим оборудованием с целью исключения его повреждения, защиты персонала и предотвращения развития аварии при возникновении аварийной ситуации.

Функции ТЗ относятся к дискретным функциям, заключающимся в выполнении по запросам заданной процедуры в соответствующие относительно короткие интервалы времени.

1.2. Для нормирования показателей надежности выделяются две группы ТЗ:

1) ТЗ, особо важные для безопасности, осуществляющие управление оборудованием в аварийных ситуациях, создающих опасность для жизни персонала и сохранности оборудования — ТЗ группы А;

2) ТЗ, важные для надежности, осуществляющие управление оборудованием в аварийных ситуациях, создающих опасность немедленного повреждения оборудования или сокращения его ресурса — ТЗ группы Б.

Главной задачей ТЗ группы А является обеспечение безопасности эксплуатации оборудования. Задачей ТЗ группы Б является сокращение экономических потерь, связанных с аварийным режимом. К группе Б относятся большинство ТЗ энергоблока, включая общеблочные защиты, защиты, действующие на снижение нагрузки, и локальные защиты.

Разделение защит на группы А и Б с разными последствиями отказов существенно из-за целесообразности использования различных критериев нормирования для этих групп каналов.

1.3. Подсистема ТЗ является многоканальной. Каждый канал реализует определенную простую (неразложимую на составляющие) функцию защиты. Под каналом ТЗ понимается совокупность всех устройств импульсно-логической части (ИЛЧ) и исполнительной части (ИЧ), обеспечивающих выполнение комплекса защитных операций, предусмотренных при аварийном изменении одного из технологических параметров.

Каналы ТЗ могут иметь как общие, так и индивидуальные устройства.

1.4. Нормируемые показатели надежности устанавливаются для отдельных каналов ТЗ и для подсистем ТЗ энергоблока в целом.

Состав показателей надежности, принципы их выбора и регламентации количественных значений приведены в разд. 2.

1.5. Показатели надежности устанавливаются для двух типов отказов ТЗ, различающихся по характеру последствий: отказы, ведущие к несрабатыванию (НС) и отказы, ведущие к ложному срабатыванию (ЛС). Критерии этих типов отказов следующие.

Отказом типа НС является событие, заключающееся в невозможности выдачи сигнала на управление исполнительными органами при условии возможного возникновения запроса на их срабатывание.

Отказом типа ЛС является событие, заключающееся в выработке сигнала на управление исполнительными органами при отсутствии условий, требующих их срабатывание.

1.6. Показатели надежности ТЗ определяются с учетом надежности технических и программных средств построения канала ТЗ, периодичности и длительности его технического обслуживания.

1.7. Устанавливаемые требования к надежности не учитывают ошибочных действий эксплуатационного персонала при обслуживании ТЗ и оператора, резервирующего действия ТЗ.

1.8. При нормировании надежности в состав ТЗ включаются схемы управления, выполняющие наиболее ответственные функции[1].

В составе технических средств ИЧ ТЗ не учитываются исполнительные механизмы, кабель и силовые коммутационные устройства.

2. СОСТАВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И ИХ НОРМИРОВАНИЕ

2.1. Показатели надежности устанавливаются для каналов ТЗ и для всей подсистемы ТЗ энергоблока в целом.

2.2. Для каналов ТЗ устанавливаются показатели надежности:

Q_i — вероятность невыполнения i-м каналом заданной функции защиты (независимо от наличия запроса);

ω_i — параметр потока отказов типа ЛС i-го канала.

Соотношения для расчета показателей надежности даны в приложении 2.

2.3. Для подсистемы ТЗ энергоблока в целом устанавливается один показатель ω_c — суммарный поток отказов типа ЛС всех ТЗ. Значение этого показателя не должно превышать 0,2 1/год.

2.4. Нормативные значения показателей Q_i и ω_i устанавливаются по приложению 3. При этом показатель ω_i носит вспомогательное значение предельного ограничения и устанавливается единым для всех каналов ТЗ. Суммарный показатель ω_c (п.2.3) не является суммой показателей ω_i по всем каналам.

2.5. Показатели надежности Q_i, ω_i и ω_c устанавливаются для регламентированных требований к внешним воздействующим факторам, техническому обслуживанию и ремонту.

2.5.1. В состав внешних воздействующих факторов включаются:

температура окружающего воздуха;

относительная влажность;

[1] Схемы закрытия стопорных и обратных клапанов на отборах турбины, схемы отключения ПТН-А(Б) схемы закрытия отсечного клапана и задвижки на подводе газа.

барометрическое давление;
отклонение напряжения питания сети;
частота переменного тока;
внешние электрические и магнитные поля;
сейсмические воздействия;
значения нагрузки в соответствии со стандартами или техническими условиями на технические средства ТЗ.

Состав и количественные значения факторов должны указываться в соответствующем разделе технического задания на АСУ ТП и энергоблока и устанавливаться в соответствии с действующими нормативно-техническими документами или техническими условиями на технические средства ТЗ.

2.5.2. Для каждого *i*-го канала ТЗ должны быть регламентированы минимальные интервалы $\tau_{то}$ между периодическими проверками (опробованиями), для которых нормированы показатели надежности Q_i.

Рекомендуемые структуры ТЗ и значения $\tau_{то}$ для различных каналов приведены в приложении 4 на примере аппаратуры УКТС.

2.6. Нормативные значения показателей надежности ТЗ установлены с учетом следующих условий (критериев):

2.6.1. Снижения коэффициента использования мощности энергоблока из-за всех отказов ТЗ должно быть не более 0,1 %. При этом частота запросов на срабатывание по различным каналам ТЗ принята по статистическим данным, полученным в условиях эксплуатации энергоблоков 800 МВт Сургутской ГРЭС и по данным ОРГРЭС для энергоблоков 150-800 МВт.

2.6.2. Значение вероятности невыполнения заданной функции каналом ТЗ группы А не должно превышать минимального значения вероятности Q_i^{min} для ТЗ группы Б.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И ДИАГНОСТИКЕ

3.1. При задании требований по надежности ТЗ должны быть оговорены общие требования к диагностике и техническому обслуживанию, с учетом которых достигаются заданные значения показателей надежности при эксплуатации ТЗ.

3.2. При обнаружении неисправностей в цепях защиты средствами диагностики соответствующая информация должна выдаваться персоналу.

3.3. Должна быть предусмотрена возможность автоматизированной периодической проверки (опробования) каналов защиты и отдельных технических средств во время работы технологического оборудования, а также при остановленном оборудовании.

3.4. Рекомендуемая периодичность проверок каналов ТЗ, выполненных на аппаратуре УКТС, приведена в приложении 4.

3.5. Действия по проверке не должны приводить к ложным срабатываниям ТЗ.

3.6. Для каналов ТЗ группы А должно быть установлено требование выполнения принципа (критерия) единичного отказа, состоящего в том, что любой единичный отказ в канале не должен нарушать его работоспособность.

3.7. Для каждого канала ТЗ должна быть регламентирована длительность технического обслуживания (опробования) $\tau_к$. Значение $\tau_к$ не должно превышать 1 ч.

3.8. Питание защит организуется в соответствии с «Положением по организации питания оперативным током АСУ ТП энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт»(М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).

4. ПОРЯДОК УСТАНОВЛЕНИЯ И ПРОВЕРКИ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ

4.1. Перечень ТЗ по группам А и Б, количественные показатели надежности, а также регламентирующие значения внешних воздействующих факторов и интервалов между проверками (опробованиями) каналов ТЗ должны устанавливаться в техническом задании на АСУ ТП и подтверждаться расчетным путем в документе «Проектная оценка надежности» в составе технического проектирования АСУ ТП.

4.2. При проектной оценке надежности подсистемы ТЗ должны использоваться данные по надежности технических средств, приведенные в технических условиях на эти средства, справочных, нор-

мативно-технических или иных материалах, утвержденных в установленном порядке.

4.3. При введении в действие и в процессе эксплуатации подтверждение показателей надежности ТЗ может производиться экспериментальным либо расчетно-экспериментальным способом с использованием данных, полученных в процессе эксплуатации на соответствующей стадии.

4.4. В эксплуатационной документации на АСУ ТП энергоблока должны быть приведены требования к порядку и формам сбора информации о надежности ТЗ в условиях эксплуатации.

4.5. В приложении 2 приведены соотношения для расчета показателей надежности ТЗ.

Приложение 1
Справочное

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Канал ТЗ	Совокупность всех устройств импульсно-логической (ИЛЧ) и исполнительной части (ИЧ), обеспечивающих выполнение комплекса защитных операций, предусмотренных при аварийном изменении одного из технологических параметров.
Отказ типа «Несрабатывание»	Событие, заключающееся в отсутствии сигнала на управление исполнительными органами при наличии запроса на их срабатывание.
Отказ типа «Ложное срабатывание»	Событие, заключающееся в выработке сигнала на управление исполнительными органами при отсутствии условий, требующих их срабатывания.
Коэффициент использования установленной мощности.	По ГОСТ 26291-84.
ТЗ группы А	ТЗ, важные для безопасности, управляющие оборудованием в аварийных ситуациях, создающих опасность для жизни персонала и сохранности оборудования.
ТЗ группы Б	ТЗ, важные для надежности, осуществляющие управление оборудованием в аварийных ситуациях, создающих опасность повреждения оборудования или сокращения его ресурса.

Приложение 2
Справочное

СООТНОШЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ

Логические условия формирования команд	Вероятность невыполнения заданной функции (независимо от наличия запроса) Q_i	Параметр потока ложных срабатываний ω_i
Один из одного	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н\tau_{то}/2$	$\lambda_л$
Один из двух	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н^2\tau_{то}^2/2$	$2\lambda_л$
Два из двух	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н\tau_{то}$	$\lambda_л^2\cdot\tau_{то}$
Два из трех	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н^2\tau_{то}^2$	$3\lambda_л^2\cdot\tau_{то}$
Два из четырех	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н^3\tau_{то}^3$	$6\lambda_л^2\cdot\tau_{то}$
Надежность элементов контролируется специальной системой контроля		
Один из одного	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н\left(\tau_в + 1/6\lambda_{ск}^н\tau_{то}^2\right)$	$\lambda_л + \lambda_{ск}^л$
Один из двух	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н^2\tau_в^2 + 1/12\lambda_{ск}^н\lambda_н^2\tau_{то}^3$	$2\lambda_л + \lambda_{ск}^л$
Два из двух	$\tau_к/\tau_{то} + \lambda_н\tau_в + 1/3\lambda_н\lambda_{ск}^н\tau_{то}^2$	$\lambda_л^2\tau_в + 1/12\lambda_л^2\lambda_{ск}^л\tau_{то}^2$
Два из трех	$\tau_к/\tau_{то} + 3\lambda_н^2\tau_в^2 + 1/4\lambda_{ск}^н\lambda_н^2\tau_{то}^3$	$3\lambda_л^2\tau_в + 1/4\lambda_{ск}^л\lambda_л^2\tau_{то}^2$

$\lambda_н$, $\lambda_л$, $\lambda_{ск}^н$, $\lambda_{ск}^л$ — параметр потока несрабатываний и ложных срабатываний цепочки элементов и системы контроля соответственно;

$\tau_в$ — время восстановления отказавшего элемента (принимается $\tau_в$ = 1 ч);

$\tau_к$ — время контроля (принимается $\tau_к$ = 1 ч);

$\tau_{то}$ — периодичность опробования защит, ч.

Приложение 3
Справочное

НОРМАТИВНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ КАНАЛОВ ТЗ

Наименование защиты	Вероятность невыполнения заданной функции защиты (независимо от наличия запроса) Q_i	Параметр потока ложных срабатываний ω_i, 1/год
1	2	3
ОБЩЕБЛОЧНЫЕ ЗАЩИТЫ		
Понижения вакуума в конденсаторах	0,012	0,065
Осевое смещение ротора*	0,009	0,065
Понижение давления в системе смазки*	0,009	0,065
Повышение уровня в ПВД-А(Б) до II предела*	0,009	0,065
Отключение блока генератор-трансформатор от внутренних повреждений*	0,009	0,065
Закрытие стопорных клапанов турбины	0,011	0,065
ЗАЩИТЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОТКЛЮЧЕНИЕ ТУРБИНЫ		
Понижение расхода воды через обмотку статора генератора	0,034	0,065
Понижение уровня масла в демпферном баке (1,2)*	0,009	0,065
Понижение расхода воды в контуре газоохладителей генератора	0,08	0,065
Отключение всех маслонасосов системы уплотнения вала генератора	0,01	0,065
Понижение температуры свежего пара перед турбиной	0,009	0,065
Отключение котла защитами	0,009	0,065
ЗАЩИТЫ КОТЛА		
Понижение расхода питательной воды через котел	0,009	0,065
Понижение давления пара перед встроенной задвижкой	0,052	0,065
Повышение давления пара перед встроенной задвижкой*	0,009	0,065
Понижение расхода пара через промежуточный пароперегреватель	0,06	0,065
Понижение давления газа перед горелками	0,0165	0,065

Наименование защиты	Вероятность невыполнения заданной функции защиты (независимо от наличия запроса) Q_i	Параметр потока ложных срабатываний ω_i, 1/год
1	2	3
Погасание факела в топке*	0,009	0,065
Повышение температуры свежего пара за котлом	0,081	0,065
Повышение температуры пара промперегрева	0,081	0,065
Отключение всех дымососов*	0,009	0,065
Отключение всех дутьевых вентиляторов*	0,009	0,065
Отключение всех регенеративных воздухоподогревателей		
ЛОКАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ		

* ТЗ группы А, ответственные за безопасность

Приложение 4
Рекомендуемое

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СТРУКТУРЫ ЗАЩИТ ЭНЕРГОБЛОКОВ 800 МВт НА АППАРАТУРЕ УКТС И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИХ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Наименование защиты	Рекомендуемая структура	Периодичность ТО
1	2	3
ОБЩЕБЛОЧНЫЕ ЗАЩИТЫ		
Понижение вакуума в конденсаторе	2x3	3
Осевое смещение ротора	1x2	1
Понижение давления в системе смазки	2x3	1
Повышение уровня в ПВД-А(Б) до II предела	2x3	1
Отключение блока генератор-трансформатор от внутренних повреждений	1x1	12
Закрытие стопорных клапанов турбины	1x1	12
ЗАЩИТЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОТКЛЮЧЕНИЕ ТУРБИНЫ		
Понижение расхода воды через обмотку статора генератора	2x2	3
Понижение уровня масла в демпферном баке	2x3	3

Наименование защиты	Рекомендуемая структура	Периодичность ТО
1	2	3
Понижение расхода воды в контуре газоохладителей генератора	2x2	3
Отключение всех маслонасосов системы уплотнения вала генератора	1x1	12
Отключение всех масляных насосов системы уплотнения вала генератора	1x1	12
Понижение температуры свежего пара перед турбиной	2x3	3
Отключение котла защитами	1x1	12
ЗАЩИТЫ КОТЛА		
Понижение расхода питательной воды через котел	2x3	3
Понижение давления пара перед встроенной задвижкой	2x2	3
Повышение давления пара перед встроенной задвижкой	1x2	3
Понижение расхода пара через промежуточный пароперегреватель	2x2	2
Понижение давления газа перед горелками	2x3	3
Погасание факела*	2x3	3
Повышение температуры свежего пара за котлом	2x2	3
Повышение температуры пара промперегрева	2x2	3
Отключение обоих дымососов*	2x2	12
Отключение обоих дутьевых вентиляторов	2x2	12
Отключение обоих РВП	2x2	12
ЛОКАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ, БЛОКИРОВКИ И СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ I УРОВНЯ	—	12

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения 3
2. Состав показателей надежности и их нормирование 5
3. Требования к техническому обслуживанию и диагностике 6
4. Порядок установления и проверки требований к надежности 7
Приложение 1. Основные термины и определения 9
Приложение 2. Соотношения для расчета надежности технологических защит 10
Приложение 3. Нормативные значения показателей надежности каналов ТЗ 11
Приложение 4. Рекомендуемые структуры защит энергоблоков 800 МВт на аппаратуре УКТС и периодичность их технического обслуживания 12

Подписано к печати 07.12.94 Формат 60×84 1/16
Печать офсетная Усл.печ. л. 0,93 Уч.-изд. л. 0,9 Тираж 140 экз.
Заказ № Издат. № 94164

gost.e-ecolog.ru

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6
Сверстано на ПЭВМ