

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 30 июня 2003 года N 265

**Об утверждении Инструкции по предупреждению и ликвидации
аварий на тепловых энергостанциях**

Приказываю:

Утвердить прилагаемую Инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях*.

* Инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях см. по ссылке. - Примечание "КОДЕКС".

Министр
И.Х.Юсуфов

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

УТВЕРЖДЕНА [приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 265](#)

ВНЕСЕНО [Изменение N 1](#), утвержденное и введенное в действие 31.05.2004

Изменение N 1 внесено изготовителем базы данных по тексту / Филиал ОАО
"Инженерный центр ЕЭС" - "Фирма ОРГРЭС". - М., 2004 год

В настоящей Инструкции приведены наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место на тепловых электростанциях всех типов, а также порядок их предупреждения и ликвидации.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Назначение и область применения

1.1.1. В настоящей Инструкции приведен порядок предупреждения и ликвидации аварий* на тепловых электростанциях.

* В дальнейшем тексте Инструкции под "аварией" понимаются все технологические нарушения.

В Инструкции рассматриваются только наиболее характерные аварийные ситуации, имеющие место на тепловых электростанциях всех типов. В аварийных ситуациях, не указанных в Инструкции, персонал действует в соответствии с инструкциями предприятия и реальной обстановкой.

При ликвидации аварии действия оперативного персонала направляются на устранение опасности для персонала, предотвращение развития аварии, сохранение в работе оборудования, не затронутого аварией, восстановление тепловой и электрической схем и максимально возможной нагрузки. После ликвидации аварии персонал выясняет состояние отключившегося оборудования и принимает меры к вводу его в работу (подготовить рабочее место, вызвать ремонтный персонал и др.).

1.1.2. На каждой тепловой электростанции разрабатываются инструкции организаций по предупреждению и ликвидации аварий.

1.1.3. В инструкции предприятия по эксплуатации оборудования тепловых электростанций включаются разделы по ликвидации аварийных ситуаций.

1.2. Порядок организации работ при ликвидации аварий

1.2.1. Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативно-техническим документом.

1.2.2. Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц и нарушения единоначалия в смене.

1.2.3. При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечив безопасность для людей и оборудования.

При несрабатывании технологических защит оперативный персонал немедленно выполняет операции, предусмотренные данной защитой.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

1.2.4. Все переключения в электрических схемах в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями организации при обязательном применении всех защитных средств.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

1.2.5. При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями организации.

1.2.6. Оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

1.2.7. Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию

схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее лицом. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного лицу, получающему распоряжение.

1.2.8. Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

1.2.9. Ликвидация аварии на электростанции осуществляется персоналом, находящимся в смене, под непосредственным руководством начальника смены электростанции. Ликвидацией аварии в цехе руководит начальник смены цеха, а на энергоблоке - старший машинист энергоблока.

1.2.10. Персонал всех ступеней, находящийся на дежурстве, при возникновении аварийной ситуации и ликвидации аварии:

составляет общее представление о том, что случилось, по показаниям приборов, сигнализации, телесигнализации и по внешним признакам;

устраняет опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;

не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;

обеспечивает нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также механизмов с.н. электростанции;

выясняет место, характер и объем повреждения и отключает поврежденное оборудование.

1.2.11. О каждой операции по ликвидации аварии сообщают вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство цеха и электростанции извещают о происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

1.2.12. При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера энергосистемы представляется подчиненному персоналу ошибочным, начальник смены электростанции указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения начальник смены электростанции его выполняет.

1.2.13. О возникновении аварии руководство электростанции и персонал основных цехов уведомляются телефонисткой по указанию начальника смены электростанции и по радиосети в соответствии с инструкцией организации.

1.2.14. В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

1.2.15. Диспетчер энергосистемы срочно информируется начальником смены электростанции о возникновении аварии.

1.2.16. Начальник смены электростанции во время ликвидации общестанционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

1.2.17. Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

1.2.18. Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет начальника смены электростанции (НСС) и персонал центрального щита управления (ЦЩУ).

1.2.19. Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

1.2.20. Во время ликвидации аварии персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все предусмотренные инструкциями организации меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Оставлять рабочее место можно только:

при явной опасности для жизни;

для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению лица, руководящего ликвидацией аварии.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

1.2.21. Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готов к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями эксплуатационной и должностной инструкций.

1.2.22. Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

1.2.23. Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производятся, пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

1.2.24. После ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией аварии, обеспечивает сбор объяснительных записок, рапортов персонала, участвовавшего в ликвидации аварии, очевидцев аварии, составляет сообщение об аварии по установленной форме, организует разбор аварии с персоналом, участвовавшим в ее ликвидации, и другими лицами, необходимыми для выяснения причин аварии и определения мер по восстановлению нормального положения на электростанции (в цехе, на энергоблоке).

1.2.25. Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера энергосистемы также о следующих нарушениях: об автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, резком снижении напряжения в контрольных точках, перегрузке генераторов и работе АВР, возникновении качаний, внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее, о работе защит на отключение, работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики, об отключении генерирующего оборудования.

1.2.26. Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание. Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2-3 мин связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии необходимо принять все меры для восстановления связи.

1.2.27. В инструкции организации указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, самостоятельное производство которых запрещается.

1.2.28. Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала несет личную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

Распоряжения руководителей энергообъединения, электростанции, других организаций и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

1.2.29. Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

1.2.30. Начальники и специалисты, работники цехов, находящиеся на электростанции во время аварии, участвуют в ее ликвидации, оказывая помощь оперативному персоналу, включая оценку ситуации и принятие оптимального решения.

1.2.31. Главный инженер электростанции может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены электростанции, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство ликвидацией аварии на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность диспетчера энергообъединения и подчиненный оперативный персонал.

1.2.32. Начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому лицу. О замене необходимо поставить в известность начальника смены электростанции и оперативный персонал смены.

1.2.33. Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, независимо от должности принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания работника, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

1.2.34. Во время ликвидации аварии на щите управления электростанции (энергоблока) имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, и лица из числа руководящего административно-технического персонала. Список последних утверждается главным инженером электростанции и вывешивается при входе на щит.

1.3. Рекомендации по составлению инструкции организации

1.3.1. На каждой электростанции разрабатывается инструкция организации по предупреждению и ликвидации аварий.

1.3.2. Инструкция организации составляется на основании действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации, инструкций по эксплуатации оборудования, правил техники безопасности и противопожарной безопасности, сборников директивных материалов по тепломеханическому и электротехническому оборудованию и других руководящих

материалов, учитывающих особенности эксплуатации энергооборудования конкретной электростанции.

1.3.3. Инструкция организации включает перечень конкретных действий персонала при ликвидации типичных аварий и нарушений режима применительно к оборудованию данной электростанции. В ней указываются маршруты следования персонала в случаях, когда по ходу аварии могут создаться условия, опасные для жизни людей или препятствующие нормальному доступу к оборудованию.

1.3.4. В должностных инструкциях каждого лица указываются конкретные разделы и пункты инструкции по предупреждению и ликвидации аварий, требования которых выполняются этим лицом.

1.3.5. В соответствующих пунктах инструкции организации указываются граничные условия допускаемых режимов, например, допускаемые в аварийных режимах перегрузки основного оборудования, длительность перегрузки, пределы отклонения частоты в энергосистеме и допускаемая длительность работы основного оборудования.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Нарушение топливоснабжения

2.1.1. Подача твердого топлива может быть прекращена или ограничена вследствие:

повреждения элементов конвейеров и дробилок, вагоноопрокидывателей;

поступления угля с повышенной влажностью (забивание течек), а при низких температурах наружного воздуха - смерзания угля;

отключение электродвигателей механизмов, осуществляющих транспорт сырого угля и пыли;

отключения одного или нескольких ленточных конвейеров топливоподачи;

разрыва конвейерной ленты в тракте топливоподачи;

зависания топлива в бункерах сырого угля и бункерах пыли;

пожаров в системе топливоподачи и пылеприготовления;

ошибочных действий эксплуатационного персонала.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.2. О всех нарушениях в системе топливоподачи и пылеприготовления оперативный персонал котлотурбинного цеха получает информацию от оперативного персонала топливоподачи или по светозвуковой сигнализации.

2.1.3. При нарушениях в подаче сырого угля котлы некоторое время могут работать на запасном топливе, находящемся в угольных и пылевых бункерах. В этом случае у оперативного персонала имеется время на выяснение причины нарушения и на принятие оперативного решения, направленного на удержание в работе оборудования и предотвращение сброса нагрузки электростанцией.

2.1.4. При частичных нарушениях в подаче твердого топлива оперативный персонал по указанию НСС:

разгружает котлы, работающие на основном топливе;

организует подсветку пылеугольного факела резервным топливом. Одновременно принимаются меры по восстановлению подачи угля к системе пылеприготовления.

При прекращении подачи твердого топлива котел отключается защитой.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.5. При нарушениях в подаче топлива на одном или нескольких котлах электростанции остальные нормально работающие котлы должны быть загружены до максимально возможной нагрузки с целью поддержания заданного суточного графика электрической нагрузки.

2.1.6. Подача мазута может быть прекращена или ограничена вследствие:

останова мазутонасосной;

подачи в котельную сильно увлажненного мазута;

срыва работы мазутных насосов;

разрыва магистральных мазутопроводов или мазутопроводов в пределах котла;

ошибочных переключений в схеме мазутопроводов;

неправильной работы регулятора топлива.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.7. Наиболее характерными признаками нарушений в системе подачи мазута в котлы являются:

резкое снижение давления мазута в магистрали и после регулирующих мазутных клапанов;

снижение или колебание расхода мазута;

снижение паропроизводительности барабанного котла и снижение температуры пара и воды по тракту прямоточного котла;

появление течи мазута, а в случае разрыва мазутопровода в котельном отделении - увеличение расхода и падение давления мазута.

2.1.8. Останов оборудования мазутонасосной может произойти в результате потери питания с.н. мазутонасосной из-за недостаточно надежной схемы питания мазутонасосной, а также при отказе АВР мазутных насосов.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.9. Поступление к котлам сильно увлажненного мазута может быть вызвано несовершенством схемы мазутонасосной, недостаточным дренированием (удалением) замазученных вод из мазутного хозяйства ТЭС, отсутствием разогрева мазута в баках из-за неудовлетворительного состояния змеевиков, ненадежностью и малоэффективностью схемы циркуляционного перемешивания мазута, недостаточностью контроля за влажностью мазута в баках.

2.1.10. При появлении признаков, характеризующих поступление в топку котла увлажненного мазута (резкое изменение содержания кислорода, колебание разрежения в топке, нестабильный топочный режим), принимаются меры по предотвращению попадания влаги с топливом, например, переключение на резервный мазутный бак.

2.1.11. Если из-за поступления увлажненного мазута гаснет факел в топке и котел останавливается защитой, последующая его растопка на мазуте осуществляется только после выявления и устранения причины попадания воды с мазутом.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.12. Срыв работы мазутных насосов может произойти из-за недостаточного уровня мазута в мазутных баках, а также в случаях, когда не обеспечено удаление воздуха из насосов перед их пуском.

2.1.13. При срыве работы мазутных насосов из-за малого запаса жидкого топлива на электростанции, приведшем к останову котлов из-за понижения давления мазута, следует:

- сосредоточить остатки жидкого топлива в одной из емкостей;

- включить мазутные насосы и приступить к растопке одного из котлов (если растопка на мазуте не удастся на газомазутных и пылегазовых котлах, необходимо перейти на растопку котла на газе).

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.14. Подача газа может быть прекращена или ограничена вследствие:

повреждения или разрыва газопроводов;

снижения давления газа до аварийного значения, указанного в инструкциях предприятия, из-за неисправности регуляторов давления газораспределительного пункта (ГРП) и невозможности повышения давления газа;

самопроизвольного закрытия быстродействующего газового клапана или задвижек газопровода, в результате которого произошло снижение давления газа до уставки срабатывания защиты на останов котла;

- неисправной работы регулятора топлива;

- попадания совместно с газом газового конденсата (газолина), если его дренирование не дает положительных результатов;

- ошибочных действий эксплуатационного персонала, приведших к вышеперечисленным нарушениям в работе.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.15. Наиболее характерными признаками прекращения или сокращения расхода газа на котел, определяемыми на блочном щите управления или по месту, являются: резкое снижение давления газа после регулирующих клапанов, резкое снижение расхода газа к котлу, уменьшение паропроизводительности барабанного котла, снижение параметров по тракту прямоточного котла, снижение температуры газов в поворотной камере.

2.1.16. Характерным признаком разрыва газопровода является внезапное появление сильного шума истекающего газа, падение давления газа в газопроводе.

2.1.17. В случае разрыва газопровода внутри котельной отключается поврежденный участок газопровода ближайшими задвижками с обеих сторон, открываются имеющиеся на поврежденном участке газопровода продувочные свечи, проверяется надежность отключения участка от газовых коллекторов (при необходимости устанавливаются заглушки, если их установка возможна в сложившейся аварийной ситуации).

2.1.18. При разрыве газопровода немедленно останавливаются котлы, находящиеся в зоне выхода природного газа.

2.1.19. В случае утечки газа через неплотности газопроводов или их арматуры (трещина в сварном шве, пропуск фланцев, неплотность сальников и др.) принимаются меры по предупреждению взрыва или загорания газа, для чего отключается поврежденный участок газопровода, открываются окна и двери для создания усиленной вентиляции в районе утечки, прекращаются работы в зоне распространения газа, не допускается в загазованном районе зажигание факелов, включение электроприборов, курение, проведение огневых работ до полного удаления газа. Для предупреждения попадания газа на сторону всасывания дутьевые вентиляторы переводятся на наружный забор воздуха (при условии, что существующие механизмы привода перекидных шиберов обеспечат выполнение этой операции во время ликвидации аварии).

2.1.20. Прекращается допуск людей в район распространения газа, проверяется степень загазованности плохо вентилируемых мест, принимаются меры к устранению повреждения газопровода.

2.1.21. Значительное снижение давления газа в газопроводе влечет за собой опасность затягивания факела в устье горелки, обрыва факела и взрыва в топке. В связи с этим не допускается работа на газе при давлении газа перед горелками ниже 5 кПа ($0,05 \text{ кгс/см}^2$) и выполняется защита, отключающая котел при понижении давления газа.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.22. При понижении давления газа до уровня срабатывания защиты и отключении котла последующая растопка котла осуществляется на мазуте. При отсутствии мазута растопка котлов производится на газе с принятием особых мер предосторожности, указанных в действующих нормативных документах и инструкциях предприятия.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.23. При резком снижении давления газа перед котлом до уровня, не достигшего уставки срабатывания защиты, газомазутные котлы немедленно разгружаются и переводятся на сжигание мазута от мазутопроводов, находящихся в резерве. Параллельно выясняется причина снижения давления газа, дается команда мазутному хозяйству на включение дополнительных мазутных насосов и поддержание максимального давления, а также на подъем температуры в напорном мазутопроводе до номинальной. Пылегазовые котлы, работающие на пыли с подсветкой пылеугольного факела газом, переводятся на подсветку мазутом.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.24. При всех нарушениях в газоснабжении, приводящих к понижению давления газа, в инструкциях организации определяется минимальная продолжительность перевода всех котлов электростанции на сжигание другого вида топлива.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.25. Для предотвращения аварии с полным сбросом нагрузки, с потерей питания с.н. из-за снижения давления газа в инструкциях организации предусматриваются следующие мероприятия для быстрого перевода котлов на сжигание другого вида топлива (угольной пыли и мазута):

определяются действия оперативного персонала по переводу работы электростанции с газа на другой вид топлива;

устанавливается очередность разгрузки и аварийного останова оборудования;

определяются количество и тип оборудования, которое обеспечивает удержание с.н. при минимальных нагрузках;

определяются порядок и сроки ввода в работу оборудования топливного хозяйства;

определяются порядок действия оперативного персонала в случае отказа защит ГРП при понижении давления до ГРП и после него, а также порядок ввода в работу оборудования ГРП, находящегося в резерве.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.26. При работе электростанции на газе оборудование станционных хозяйств твердого и жидкого топлива постоянно поддерживается в резерве. Для этого на мазутном хозяйстве готовится к работе резервуар с температурой мазута в нем не ниже 60 °С, а также осуществляется постоянная рециркуляция мазута по мазутопроводам котельной с температурой не ниже 90 °С.

2.1.27. При составлении графиков вывода оборудования систем пылеприготовления и топливоподачи в ремонт предусматривается возможность перевода электростанции с пылегазовыми котлами на сжигание твердого топлива в случае прекращения подачи газа.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.1.28. Для поддержания систем пылеприготовления и топливоподачи в резерве предусматривается необходимая численность оперативного персонала для возможности оперативного перевода оборудования на сжигание твердого топлива. В инструкциях организации определяется минимальная продолжительность операций по переводу оборудования на сжигание твердого топлива. Выявленные при опробовании дефекты устраняются.

2.2. Разрыв мазутопроводов

2.2.1. При разрыве магистрального мазутопровода с обильным выходом мазута и опасностью его возгорания, сопровождающемся резким снижением давления и отключением котлов защитой при снижении давления мазута, оперативный персонал принимает меры к надежному отключению поврежденного мазутопровода задвижками со стороны котельной и мазутонасосной, вплоть до останова мазутонасосной, если это необходимо, и организует уборку пролитого мазута. В зоне разлива мазута немедленно прекращаются все виды огневых работ. Одновременно с выполнением неотложных работ вызывают пожарную команду (не дожидаясь возможного возгорания мазута). Техника пожаротушения разворачивается и находится в готовности к ликвидации возгорания до полной уборки пролитого мазута.

2.2.2. Растопка котла от второго магистрального мазутопровода начинается после отключения поврежденного мазутопровода и принятия мер по предупреждению вытекания мазута и его загорания.

2.2.3. Растопка котлов на газе разрешается с соблюдением всех мер безопасности в случае невозможности быстрой подачи мазута к котлам от второго резервного мазутопровода или вывода в ремонт на длительное время обоих магистральных мазутопроводов.

2.2.4. При повреждении магистрального мазутопровода, в результате чего произошло снижение давления мазута без отключения котлов, оперативный персонал:

немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода и принимает меры по предотвращению растекания и возгорания пролитого мазута;

переводит пылегазовые котлы на подсветку газом;

переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа и включает защиты при понижении давления газа;

сообщает НСС о случившемся.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.2.5. При разрыве мазутопровода в пределах котла (на участке мазутного кольца) оперативный персонал:

немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел;

приступает к уборке пролитого мазута, не допуская его растекания;

вызывает пожарную команду, не дожидаясь загорания мазута и организует тушение при загорании до прибытия пожарной команды;

ограждает опасное место, не допуская посторонних лиц к месту повреждения;

отключает на аварийном котле разводку газа и сжатого воздуха, электродвигатели и кабели, оказавшиеся в зоне пожара.

(Измененная редакция, [Изм. N 1](#)).

2.3. Загорание хвостовых поверхностей нагрева котлов

2.3.1. Особое внимание необходимо уделить работе мазутных горелок котлов, особенно при низких теплонапряжениях в топке (при растопке, совместном сжигании угля и мазута, при низких нагрузках и др.), не допуская значительного сажеобразования, выноса сажи из топки и последующего отложения ее, а также образования невоспламенившихся маслянистых фракций тяжелых нефтепродуктов на воздухоподогревателях и электродах электрофильтров.

2.3.2. Для предупреждения загорания хвостовых поверхностей нагрева:

выполняются мероприятия по уменьшению сажеобразования, совершенствованию форсунок, пускоостановочных и других нестационарных режимов, проводятся профилактические очистки и обмывки (в том числе паром и горячей водой) как на работающем, так и на остановленном энергоблоке;

контролируется состояние низкотемпературных поверхностей нагрева (температуры газов, воздуха, их разности и др.);

систематически осматриваются воздухоподогреватели остановленного котла;

котлы оборудуются устройствами для обмывки и водяного пожаротушения воздухоподогревателей, обеспечивающими подачу расчетного объема воды;

обеспечивается при растопке подогрев воздуха перед 1-й ступенью воздухоподогревателя котлов не ниже 60 °С;

инструктируется персонал в части усиления им контроля за работой хвостовых поверхностей нагрева с целью недопущения загораний, их своевременного выявления и ликвидации, особенно в нестационарных режимах.

2.3.3. При проявлении признаков резкого повышения температуры уходящих газов, разности температур между газом и воздухом в одном или нескольких газоходах оперативный персонал:

немедленно гасит котел;

отключает тягодутьевые машины, закрыв их направляющие аппараты, исключив вентиляцию топки и газоходов. Заключение о прекращении горения может быть сделано только после тщательного внутреннего осмотра поверхностей нагрева и газоходов;

включает все виды внутреннего пожаротушения и обмывки воздухоподогревателей;

обеспечивает обильнее наружное орошение газохода (воздуховода) и подачу воды через люки непосредственно на горящие поверхности с помощью пожарных стволов силами собственного оперативного и ремонтного персонала, а также с привлечением пожарных подразделений;

для предупреждения повреждений прокачивает воду через экономайзер и создает необходимый расход аккумулярованного пара через пароперегреватель открытием продувки в атмосферу.

3.2.3. При повышении частоты выше 50,4 Гц, когда практически исчерпаны регулировочные возможности ТЭС и ГЭС в части снижения частоты (начинает осуществляться аварийная разгрузка АЭС), оперативный персонал электростанции принимает меры к понижению частоты путем отключения или максимально возможной разгрузки требуемого количества энергоблоков по согласованию с диспетчером. При этом производится отключение блоков с сохранением собственных нужд, либо блоки остаются в сети с минимально возможной нагрузкой. Снижение генерируемой мощности осуществляется дистанционным воздействием (дополнение к действию автоматических регуляторов) на систему управления мощностью турбин и на уменьшение паропроизводительности котлов. При этом удерживаются допустимые параметры и устойчивый режим работы котлов и контролируются перетоки по линиям, отходящим от электростанции.

3.2.4. Начальники смен электростанций, выделенных для самостоятельных действий персонала, при дальнейшем повышении частоты 51,5 Гц (если нет других указаний в инструкции предприятия) без указаний диспетчера энергообъединения (оперативный персонал БЩУ - только по указанию начальника смены электростанции) экстренно снижают генерируемую мощность отключением части агрегатов или энергоблоков, удерживая допустимые параметры и устойчивый режим работы котлов.

Перечень самостоятельно отключаемого персоналом оборудования, а также очередность отключения приводятся в инструкциях организации. При этом учитываются условия сохранения питания собственных нужд электростанций, поддержания отключенных котлов и турбин на холостом ходу для последующей синхронизации генераторов и набора мощности.

3.2.5. О выполненных самостоятельно экстренных отключениях оборудования персонал электростанции сразу же ставит в известность диспетчера энергообъединения.

3.2.6. В особых случаях, когда при повышении частоты в отдельных энергосистемах (узлах энергосистем) оказывается необходимым для сохранения устойчивости по каким-либо конкретным межсистемным или внутрисистемным связям не допустить срабатывания автоматической разгрузки станции (АРС), оперативный персонал электростанции в пределах резервов и допускаемых перегрузок повышает мощность турбин и паропроизводительность котлов или, в крайнем случае, сохраняет их прежнюю нагрузку. При этом в случае необходимости выводятся из работы те автоматические устройства, действие которых мешает реализации требований режима.

Основаниями для указанных действий оперативного персонала могут служить:

получение распоряжения вышестоящего оперативного персонала;

срабатывание специальной командной сигнализации;

достоверное выявление (по приборам и сигналам) возникновения режима, требующего именно таких действий (если это предусмотрено инструкцией предприятия).

3.2.7. При резком повышении частоты (51 Гц и более) с возникновением качаний при несрабатывании АРС персоналу ТЭС разрешается отключить турбогенераторы от сети с обеспечением возможности повторной синхронизации. При этом турбогенераторы работают на с.н. с сохранением номинальной частоты вращения. Персоналу необходимо внимательно следить за параметрами котлов и турбогенераторов, не допуская нарушения режима и обеспечивая их готовность к включению в сеть, а также нагрузению.

3.3. Асинхронные режимы

3.3.1. Асинхронный режим в энергообъединении может возникнуть в результате нарушения статической или динамической устойчивости ввиду перегрузки межсистемных транзитных связей (аварийное отключение большой генерирующей мощности, резкий рост потребляемой мощности, отказ устройств противоаварийной автоматики), ввиду отказа выключателей или защит при КЗ, ввиду несинхронного включения связей, например несинхронного АПВ. При этом нарушается синхронизм отдельных электростанций по отношению к энергообъединению или между отдельными частями энергообъединения, и возникает асинхронный ход.

Кроме перечисленных асинхронных режимов в энергообъединении иногда по другим причинам возникают асинхронный ход отдельного генератора, работающего с возбуждением, и асинхронный ход генератора при потере им возбуждения.

3.3.2. Признаком асинхронного хода отдельных электростанций по отношению к энергообъединению или между отдельными частями энергообъединения являются устойчивые глубокие периодические колебания тока и мощности на электростанциях и по линии связи, определяемые по качанию стрелок амперметров, ваттметров в цепях генераторов, трансформаторов, линий электропередачи. Характерным является возникновение разности частот между частями энергосистем, вышедшими из синхронизма, несмотря на сохранение электрической связи между ними. Одновременно с колебаниями тока и мощности наблюдаются колебания напряжения. Наибольшие колебания напряжения обычно имеют место в точках, близких к центру качаний. Наиболее вероятной точкой центра качаний является середина транзитных линий электропередачи, связывающих вышедшие из синхронизма электростанции или части энергосистемы. По мере удаления от центра качаний колебания напряжения понижаются до малозаметных значений. Однако в зависимости от конфигурации системы и соотношения индуктивных сопротивлений центр качаний может оказаться и на шинах электростанции. На шинах электростанций, находящихся вблизи центра качаний, происходят периодические глубокие колебания напряжения с понижением его ниже аварийно-допустимых значений, в том числе на с.н. с возможным отключением ответственных механизмов с.н. и отдельных агрегатов. Для генераторов этих электростанций характерно нарушение синхронизма со сбросом мощности. При нарушении синхронизма и глубоком снижении частоты в дефицитном районе до значения срабатывания АЧР возможны автоматическая синхронизация и прекращение асинхронного режима.

3.3.3. Прекращение асинхронного хода обеспечивается действиями системной противоаварийной автоматики, диспетчерского персонала энергообъединения, оперативного персонала электростанции. При нарушении устойчивости межсистемных транзитных линий связи возникший асинхронный режим нормально ликвидируется АЛАР. Если почему-либо АЛАР отказала и асинхронный режим продолжается, диспетчер дает команду на разделение транзитов, асинхронно работающих энергосистем или узлов в местах установки АЛАР.

При появлении характерных признаков асинхронного хода оперативный персонал электростанций, если не сработала или отсутствует автоматика ликвидации асинхронного хода режима, немедленно принимает меры для восстановления нормальной частоты, не дожидаясь распоряжения диспетчера энергообъединения. Это может способствовать ресинхронизации.

В частях энергообъединения, где наблюдается глубокое понижение напряжения, частотомеры, особенно вибрационные, могут давать неустойчивые или неправильные показания. В этих случаях персонал руководствуется показаниями тахометров турбин.

3.3.4. Если при достижении нормальной частоты асинхронный ход не прекращается, персонал электростанции, на которой при возникновении аварии частота повысилась, производит ее дальнейшее понижение только по распоряжению диспетчера.

3.3.5. Понижение частоты на электростанциях, где она повысилась, производится непрерывным воздействием на механизм управления турбин как дистанционно, так и вручную в сторону снижения нагрузки до прекращения качания или понижения частоты, но не ниже 48,5 Гц; допускается также (только на время ресинхронизации) снижение нагрузки ограничителем мощности.

3.3.6. Повышение частоты в тех частях энергообъединения, в которых она понизилась, производится путем набора нагрузки на электростанциях, имеющих резерв, с максимально допустимой по инструкциям организации скоростью нагружения турбин до прекращения качаний или достижения нормальной частоты (или нормального числа оборотов по показаниям тахометров).

3.3.7. При асинхронном ходе оперативный персонал электростанции, если это предусмотрено в инструкциях организации, поднимает напряжение до предельно допустимого.

3.3.8. Показателем правильных действий оперативного персонала является уменьшение частоты качаний.

По мере выравнивания частот в энергообъединении период качаний увеличивается, и при разнице частот порядка 1,0-0,5 Гц вышедшие из синхронизма электростанции втягиваются в синхронизм.

3.3.9. После прекращения асинхронного хода восстанавливается (с учетом фактической схемы) нормальная нагрузка электростанции.

3.3.10. При появлении качаний токов, мощности и напряжения персонал электростанции может отличить синхронные качания от асинхронного режима. При синхронных качаниях по линиям связи мощность, как правило, не меняет своего знака и сохраняет свое среднее значение за период, поэтому при синхронных качаниях не бывает устойчивой разности

частот в соответствующих частях энергосистемы. Синхронные качания токов и напряжений на генераторах обычно происходят около среднего значения, близкого к нормальному (до появления качаний) значению. Чаще всего они носят затухающий характер. Для ускорения прекращения синхронных качаний генераторов производится разгрузка их по активной мощности и повышается реактивная мощность без перегрузки транзитных связей. При синхронных качаниях по межсистемным связям повышается напряжение на электростанциях приемной части системы (уменьшение перетока за счет использования резерва или отключения потребителей).

3.3.11. Асинхронный ход одного генератора при потере возбуждения ввиду неисправности либо ошибок персонала имеет свои особенности.

При потере возбуждения генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку. Оставление генератора в работе в этом случае либо его отключение защитой от потери возбуждения определяется местными условиями работы генератора в сети и возможностями быстрой его разгрузки.

На каждой электростанции составляется перечень генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения.

Внешними признаками потери возбуждения на генераторах являются:

потребление генератором из электросети большой реактивной мощности, значение которой зависит от напряжения в энергосистеме и активной мощности генератора;

понижение напряжения на шинах электростанции;

частичный сброс активной мощности и ее качания;

ускорение ротора и его вращение с опережающим скольжением. Ток ротора при этом исчезает или в роторе появляется переменный ток с частотой скольжения.

Персонал электростанции в случае, когда генератор не отключается при потере возбуждения, одновременно с принятием мер по восстановлению возбуждения или переводу его на резервный возбудитель проводит следующие мероприятия:

снижает активную мощность генератора до 40% (целесообразно применять автоматическую разгрузку при работе защиты от потери возбуждения с помощью приставки в составе ЭЧСР либо приставку и механизм управления турбин с высокой скоростью);

обеспечивает повышение напряжения за счет увеличения реактивной мощности других работающих генераторов;

при питании с.н. отпайкой от блока генератор-трансформатор обеспечивает нормальное напряжение на его шинах переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор или использованием регулирования напряжения на трансформаторах с.н.

Если в течение времени, указанного в инструкциях организации, восстановить возбуждение не удастся, генератор разгружается и отключается от сети.

3.3.12. Выход из синхронизма одного генератора с возбуждением.

В этом случае НСС, если не произошло автоматического отключения, немедленно отключает его от сети с одновременным отключением АГП. Выход генератора из синхронизма может быть вызван неправильными действиями оперативного персонала (например, резким уменьшением тока ротора при работе генератора с резервным электромашинным возбудителем) либо повреждением в АРВ и в результате его неправильным функционированием при КЗ и других режимах.

Выход генератора из синхронизма сопровождается изменением значений (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности. Из-за неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля вышедший из синхронизма генератор издает гул. Частота электрического тока в сети остается практически неизменной.

Оперативный персонал электростанции после отключения генератора, вышедшего из синхронизма, докладывает об этом диспетчеру, регулирует режим работы электростанции, определяет и устраняет причину нарушения синхронизма. При исправном состоянии оборудования (отсутствие повреждения генератора и других силовых элементов) и устройств автоматики турбогенератор синхронизируется, включается в сеть и производится подъем нагрузки.

При появлении качаний токов, мощности и напряжения на всех генераторах электростанции и резком изменении частоты (повышении, понижении) оперативный персонал действует согласно требованиям пп.3.3.2-3.3.9.

3.4. Разделение энергосистемы

3.4.1. Разделение энергообъединения на части и исчезновение напряжения в отдельных его частях может произойти в результате:

глубокого понижения частоты и напряжения;

отключения транзитных линий электропередачи из-за перегрузки;

неправильной работы защит или неправильных действий оперативного персонала;

отказа в работе выключателей;

асинхронного хода и действия делительных защит.

3.4.2. При разделении энергообъединения в одних его частях возникает дефицит, а в других - избыток активной и реактивной мощности и, как следствие, повышение или понижение частоты и напряжения.

3.4.3. Оперативный персонал электростанций при возникновении указанных режимов:

сообщает диспетчеру энергообъединения о происшедших отключениях на электростанции, об отклонениях частоты и напряжения и наличии перегрузок транзитных линий электропередачи;

принимает меры к восстановлению напряжения и частоты на шинах электростанций в разделившихся частях системы согласно указаниям пп.3.3.5, 3.3.6. При невозможности повысить частоту в дефицитной по мощности отделившейся системе повышение частоты (после принятия всех мер) выполняется отключением потребителей по согласованию с диспетчером;

снимает перегрузки с транзитных линий электропередачи при угрозе нарушения статической устойчивости;

обеспечивает надежную работу механизмов собственных нужд вплоть до выделения их на несинхронное питание при понижении частоты до установленных для данной электростанции пределов;

синхронизирует отделившиеся во время аварии генераторы при наличии напряжения от энергообъединения (или при появлении его после исчезновения).

При отсутствии напряжения на шинах отключенные генераторы (не входящие в схему выделения собственных нужд) удерживаются на холостом ходу или в состоянии готовности к быстрому развороту и обратному включению в сеть с набором нагрузки;

по указанию диспетчера отделяет от части энергообъединения отдельные генераторы или целиком электростанцию и синхронизирует ее с дефицитной частью энергообъединения.

3.4.4. При появлении напряжения на шинах электростанции, выделенной для работы на сбалансированный район электросети или на с.н., оперативный персонал включает на параллельную работу генераторы, работающие на холостом ходу. Включение может выполняться с помощью самосинхронизации, если такой способ включения им разрешен и если с.н. этих генераторов получают питание от схемы выделения. Пониженные значения напряжения и частоты не являются причиной отказа от применения метода самосинхронизации.

Оперативный персонал электростанций, напряжение на которых было полностью потеряно, при появлении напряжения немедленно принимает меры к развороту механизмов с.н. и генераторов и к их включению в сеть.

3.4.5. Разворот оборудования электростанции производится по заранее разработанной схеме с питанием от генераторов электростанций, работающих с выделенными с.н. После разворота генераторов осуществляется их синхронизация с генераторами резервного источника, от которого подавалось напряжение.

3.5. Понижение напряжения

3.5.1. Автоматические регуляторы систем возбуждения генераторов обеспечивают поддержание напряжения на шинах электростанций со статизмом 3-5% при изменении реактивной мощности генератора до номинальной ($Q_{ном}$). При снижении напряжения в контрольных точках АРВ генераторов, стремясь поддержать неизменным напряжение на шинах станции, увеличивают выдачу реактивной мощности. По указанию диспетчера выдача Q может меняться персоналом станции по отношению к диспетчерскому графику воздействием на уставку АРВ. Однако при снижении напряжения в заданной контрольной точке или у энергообъектов системы ниже определенного значения это напряжение будет поддерживаться за счет использования перегрузочной способности генераторов. При этом через определенное время в соответствии с перегрузочными характеристиками генератора автоматика уменьшит ток ротора до номинального значения, что может привести к более глубокому понижению напряжения и возможному распаду энергосистемы. В случае отказа ограничения автоматика отключит генератор защитой от перегрузки. В течение этого времени после выяснения причин снижения напряжения диспетчер принимает меры по повышению напряжения в энергосистеме (увеличение загрузки СК, включение батарей статических конденсаторов, отключение шунтирующих реакторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных РПН, снижение перетоков мощности по линиям). Если использование резервов реактивной мощности оказывается недостаточным, увеличение загрузки по реактивной мощности в энергосистемах с пониженным напряжением может быть получено при разгрузке турбогенераторов по активной мощности. В дефицитной системе это не рекомендуется из-за возможных увеличений допустимых перетоков по линии связи. Однако если снижение напряжения станет ниже необходимого для работы собственных нужд электростанции, то разгрузка по активной мощности вместе с отключением части потребителей станет необходимой.

5.3. При понижении температуры наружного воздуха:

повышается температура системы отопления (калориферов, регистров, батарей и др.) до предельно допустимой по режимной карте;

в зонах цехов, где существует пониженный уровень температур, устанавливается и обеспечивается работа необходимого числа обогревающих устройств с соблюдением правил пожарной безопасности и организацией постоянного контроля за ними;

повышается температура мазута за мазутоподогревателями и в мазутных баках до максимально возможной по режимной карте.

5.4. При резких понижениях температуры в зимний период оперативный персонал усиливает надзор и учащает обходы оборудования внешних коммуникаций.

5.5. При необходимости выполняются дополнительные мероприятия по обеспечению плюсовой температуры воздуха в рабочих помещениях, в частности:

приоткрываются люки на коробах горячего воздуха с частичным выпуском горячего воздуха в цех;

максимально используются системы рециркуляции горячей воды, пара, горячего воздуха;

переключаются дутьевые вентиляторы на забор наружного воздуха;

устанавливаются в наиболее опасных зонах цеха воздухоудовки с подводом к ним горячего воздуха посредством временных трубопроводов и шлангов.

5.6. Для предотвращения случаев срабатывания защит вследствие замерзания приборов и соединительных трубок датчиков, находящихся на сквозняках и в зонах отрицательных температур, устанавливаются временные ширмы у наиболее ответственных приборов и соединительных трубок с организацией их локального обогрева горячим воздухом.

5.7. Для повышения надежности эксплуатации электростанции вводятся в работу все основное резервное оборудование (котлы, турбины, подогреватели сетевой воды и др.) и все котлы пусковой котельной.

Мазутопроводы от подогревателей мазута, находящихся в резерве, дренируются и пропариваются, включаются в работу спутники парового обогрева мазутопровода, и периодически контролируется их работа.

Контролируется циркуляция технической воды через резервные механизмы работающих энергоблоков.

5.8. Для предупреждения замерзания резервных наружных трубопроводов, пожарных водопроводов обеспечивается непрерывная циркуляция среды по ним. Это относится также к системам шлакозолопроводов, трубопроводам химически очищенной воды, технической воды, мазута. Если пожарные гидранты окажутся в зоне отрицательных температур, для предотвращения их замерзания периодически создается расход воды через них.

Для создания циркуляции воды в тупиковых участках пожарных трубопроводов приоткрываются соответствующие дренажи.

В галереях ленточных конвейеров топливоподдачи отключается подача воды на гидросмыв и аспирацию во избежание ее замерзания.

5.9. В системах проточного циркуляционного водоснабжения обеспечивается рециркуляция теплой воды в водоприемный ковш береговой насосной станции.

5.10. В системах оборотного циркуляционного водоснабжения поддерживается температура циркуляционной воды на входе в конденсаторы турбин не ниже +10 °С, для чего закрываются створки на работающих градирнях, часть градирен отключается с полным опорожнением стояков и лучей. Открывается обогрев чаши градирни.

5.11. Особо опасными являются температуры наружного воздуха до -35 ... -40 °С, сопровождающиеся образованием в цехах тумана, увлажнением и снижением сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, а следовательно, их повреждением. Поэтому наряду с утеплением цехов выполняются мероприятия по предупреждению повышенной влажности в помещениях, особенно при минусовой температуре воздуха. Прекращаются все работы, связанные с мойкой оборудования и разливом воды, а также ликвидируются все парения и течи воды.

Имеющимися средствами предотвращаются доступ холодного воздуха в помещения главного корпуса, мазутонасосных, топливоподдачи, ВПУ и конденсация влаги на электроаппаратуре и электродвигателях.

5.12. Повышения температуры наружного воздуха приводят к высоким (значительно превышающим нормативные) температурам воздуха в рабочих зонах на отметках обслуживания главного корпуса, повышенной пожароопасности в цехах, особенно в местах прохождения кабельных потоков со сравнительно слабой изоляцией. При этом высокая влажность, сочетающаяся с высокими температурами, наблюдается в помещениях паропроводных галерей, деаэрационных, машинного отделения на промежуточных отметках обслуживания.

Для электростанций в районах с высокой расчетной температурой наружного воздуха (+30 °С и выше) предусматривается охлаждение приточного воздуха и организуется максимальный воздухообмен в рабочих помещениях.

Вследствие повышения температуры охлаждающей воды особое внимание уделяется выполнению профилактических мероприятий по поддержанию нормального вакуума в конденсаторах турбин и обеспечению нормального охлаждения механизмов технической водой. В случае необходимости турбоагрегаты частично разгружаются.