

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ПРИКАЗ
от 30 июня 2003 г. N 265**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ИНСТРУКЦИИ
ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ
НА ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОСТАНЦИЯХ**

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

Приказываю:

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

Министр
И.Х.ЮСУФОВ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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

Инструкция утверждена Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 265.

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.

(абзац введен Изменением N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(п. 1.2.4 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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: (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

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 создаваться 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;
(абзац введен Изменением N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

отключения одного или нескольких ленточных конвейеров топливоподачи;

разрыва конвейерной ленты в тракте топливоподачи;

зависания топлива в бункерах сырого угля и бункерах пыли;
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

пожаров в системе топливоподачи и пылеприготовления;

ошибочных действий эксплуатационного персонала.

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:



(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(абзац введен Изменением N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(абзац введен Изменением N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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 разряжения 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.

(п. 2.1.11 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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).

(п. 2.1.13 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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; (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

неисправной работы регулятора топлива; (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

попадания совместно с газом газового конденсата (газолина), если его дренирование не дает положительных результатов; (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

ошибочных действий эксплуатационного персонала, приведших к вышеперечисленным нарушениям в работе. (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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 кгс/кв. см) и выполняется защита, отключающая котел при понижении давления газа.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(п. 2.1.22 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(п. 2.1.24 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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;

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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 топливоподдачи в ремонт предусматривается возможность перевода электростанции с пылегазовыми котлами на сжигание твердого топлива в случае прекращения подачи газа.

(п. 2.1.27 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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;
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

переводит газомазутные котлы на сжигание природного газа и включает защиты при понижении давления газа;
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

сообщает НСС о случившемся.
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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

немедленно отключает поврежденный участок мазутопровода задвижками, аварийно останавливает котел;
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

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.

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 обильное 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 аккумулированного пара через пароперегреватель открытием продувки в атмосферу.

2.4. Повреждение трубопроводов в пределах котлов

2.4.1. При выявлении парений или других признаков повреждения необогреваемых гибов котлов принимаются меры по снижению давления в барабане, разгрузке котла с последующим остановом котла. (в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.4.2. Оперативный персонал выявляет и немедленно докладывает вышестоящему руководителю о незначительных парениях или свищах на паропроводах. При появлении сильного шума в зоне прохождения необогреваемых гибов и резком снижении давления в барабане котла оперативный персонал немедленно гасит котел и принимает меры по ускоренному снижению давления пара. Предварительный осмотр места повреждения проводится под контролем руководства котлотурбинного цеха после снижения давления до 2 - 3 МПа (20 - 30 кгс/кв. см).

2.5. Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов

2.5.1. Аварии, связанные с повреждениями трубопроводов питательной воды (свищи, пробой прокладок, трещины, разрывы), относятся к разряду наиболее тяжелых аварий на электростанциях. Они могут привести к повреждениям основного и вспомогательного оборудования струей воды, поверхностей нагрева котла из-за прекращения или снижения расхода воды на котел, а также создать серьезную угрозу безопасности эксплуатационного персонала. Поэтому при ликвидации аварий на трубопроводах питательной воды эксплуатационный персонал проявляет особую оперативность и осторожность.

2.5.2. Повреждения трубопроводов питательной воды могут произойти в результате:

эрозионного износа;

гидравлических ударов в трубопроводах;

недостаточной компенсации тепловых расширений при заземлении на опоре;

неисправности подвижных опор;

некачественной сварки трубопроводов или дефектной технологии обработки стыков.

2.5.3. Наиболее характерными признаками повреждения трубопроводов питательной воды являются:

внезапное появление сильного шума и удара в зоне расположения трубопроводов;

уменьшение общего расхода питательной воды и расхода воды по потокам;

снижение давления питательной воды перед котлом до регулирующего питательного клапана и после него;

снижение уровня воды в барабане;

перегрузка питательных насосов;

расхождение в показаниях водомеров и парометров;

снижение давления до встроенных задвижек и повышение температуры пара по тракту прямоточного котла;

заполнение паром помещения.

2.5.4. При появлении указанных признаков повреждения трубопроводов питательной воды оперативный персонал в первую очередь обеспечивает безопасность людей, сохранность оборудования, выясняет причины аварии и принимает меры к ее ликвидации.

2.5.5. При появлении свищей в сварных стыках трубопроводов, пробое прокладки во фланцевых соединениях арматуры, сильном парении через фланцы или сварные стыки во избежание дальнейшего развития аварии оперативный персонал немедленно удаляет людей из зоны аварийного участка, отключает поврежденный участок трубопровода, принимает меры по защите оборудования от попадания на него воды (особенно на электродвигатели, маслобаки, маслопроводы), закрывает проходы в опасную зону и вывешивает предупреждающие плакаты.

2.5.6. В случае дальнейшего развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка соответствующее оборудование (питательный насос, котел, турбина) останавливается.

2.5.7. При разрыве трубопроводов питательной воды на энергоблоке:

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

останавливается котел;

отключаются турбина и генератор;

останавливаются питательные и бустерные насосы;

выводятся люди из помещения, где произошел разрыв;

принимаются меры для обеспечения безопасности персонала и защиты оборудования от попадания на него струй воды;

снижается давление в котле до нуля.

2.5.8. На электростанциях с поперечными связями при повреждении общестанционных коллекторов питательной воды задвижками отключается поврежденный участок и выполняются необходимые схемные переключения с целью удержания в работе котлов и турбин. Если поврежденный участок трубопровода отключить невозможно, аварийно останавливается часть котельного и турбинного оборудования.

2.5.9. Значительные повреждения (разрывы) главных паропроводов относятся к числу наиболее тяжелых аварий, требующих немедленного принятия мер для останова работающего основного оборудования с аварийным снижением давления пара через предохранительные клапаны, продувочные и сбросные устройства.

2.5.10. Причинами разрыва главных паропроводов могут быть:

недостаточная компенсация тепловых расширений при заземлении паропровода;

неудовлетворительное качество металла;

некачественная сварка;

снижение прочности металла в результате ползучести;

гидравлические удары в паропроводах.

2.5.11. При разрыве дренажных труб, воздушников, возникновении свищей в штуцерах главного паропровода, в сальниковых уплотнениях разъемов и штоков арматуры главных паропроводов:

принимаются меры для ограждения поврежденного участка;

вывешивается плакат "Опасная зона";

принимаются меры для защиты работающего оборудования от попадания пара и воды;

выясняется характер и опасность возникших повреждений, принимаются меры по отключению поврежденного участка;

в случае развития повреждения и невозможности отключения поврежденного участка останавливается энергоблок (котел, турбина).

2.5.12. При разрывах или появлении прогрессирующего пропуска пара через фланцевые соединения:

останавливается энергоблок (котел, турбина);

принимаются меры к немедленному отключению и ограждению поврежденного участка;

принимаются меры по вентиляции помещений, заполненных паром, и предупреждению попадания влаги на электрооборудование.

2.5.13. Для предупреждения повреждений паропроводов высокого давления из-за установки на них деталей из углеродистой стали вместо легированной:

при приемке вновь смонтированного оборудования проверяется наличие документации о результатах стилокопирования металла всех деталей паропроводов;

пуск оборудования в эксплуатацию производится только после получения заключения лаборатории металлов о результатах контроля качества металла (соответствие металла условиям поставки, стилокопический анализ металла, качество сварных соединений и др.).

2.6. Повреждение корпусов подогревателей высокого давления (ПВД)

2.6.1. На некоторых электростанциях с энергоблоками 200 и 300 МВт имели место тяжелые повреждения оборудования турбин из-за отрыва корпусов ПВД, поставленных под давление, вследствие превышения предела прочности фланцевых соединений. При этом давлением питательной воды корпус ПВД выталкивался на высоту в несколько десятков метров, разрушая фермы и перекрытие машзала, а при падении - оборудование машзала, вызывая пожары.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.6.2. Основными причинами таких аварий являются:

недопустимый износ и утонение входных (выходных) участков змеевиков ПВД;

несрабатывание защиты ПВД при повышении уровня конденсата греющего пара до I и II предела;

неправильные действия оперативного персонала.

2.6.3. Для предотвращения разрушения корпусов ПВД:

проверяется по графику работа защиты ПВД, расследуется каждый случай ее несрабатывания, принимаются меры по устранению дефектов;

проверяется исправность сигнализации при повышении уровня в ПВД до I и II предела;

выполняется сигнализация обесточивания схемы электропитания приводов импульсных клапанов защиты ПВД;

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

производится в период капитальных и средних ремонтов ультразвуковой контроль толщины стенок змеевиков и перепускных трубопроводов с их отбраковкой и заменой;

указывается в инструкциях организации нагрузка, при которой производится включение (отключение) ПВД по пару и воде при пуске (останове) энергоблока. Операции по включению (отключению) ПВД производятся одновременно, т.е. одним и тем же лицом без перерыва и отвлечения его на выполнение других операций, под контролем лица из числа старшего оперативного персонала.

2.6.4. Подогреватели высокого давления считаются отключенными, когда полностью закрыта запорная арматура на трубопроводах отборов пара, закрыты задвижки на трубопроводах питательной воды, закрыта арматура на дренаже конденсата греющего пара и открыты воздушники и задвижка на байпасной линии питательной воды.

(п. 2.6.4 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.6.5. Работа ПВД при выведенной или неработоспособной защите или отдельных ее элементах не допускается.

(п. 2.6.5 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.6.6. При возникновении аварийного положения, связанного с переполнением ПВД и несрабатыванием защиты ПВД I предела, выполняются все операции по отключению ПВД, предусмотренные действием защиты ПВД I предела, и выясняются причины переполнения ПВД и несрабатывания защиты. Если результаты опрессовки по воде укажут на течь трубной системы, ПВД выводится в ремонт.

2.6.7. Необходимо иметь в виду, что если ПВД переполнился и защита I предела не сработала, может не сработать и защита II предела, так как по схеме действия последняя работает после переполнения ПВД до II



предела по факту срабатывания защиты I предела.

Поэтому наряду с выполнением операций по отключению ПВД (см. п. 2.6.6) устанавливается непрерывный контроль за уровнями в ПВД по приборам и водомерным колонкам, и при дальнейшем повышении уровня до II предела выводится АВР питательных электронасосов, отключаются питательные насосы и останавливается энергоблок.

Пере проверка уровней в этом случае не допускается, так как при массовом повреждении змеевиков время от начала переполнения до отрыва корпуса может составить менее 1 мин. Поэтому немедленно принимаются меры для ликвидации аварийной ситуации.
(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.6.8. Исключен. - Изменение N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004.

2.6.8. При отрыве корпуса ПВД, разрушении им ферм, перекрытий и оборудования принимают меры по останову поврежденного оборудования и отключению поврежденных трубопроводов и маслопроводов, выпуску водорода, не заходя в зону возможного падения металлоконструкций и плит перекрытия.

2.7. Повреждение маслосистемы турбины, сопровождающееся выбросом масла и его воспламенением

2.7.1. На маслосистеме действующей турбины какие-либо работы, которые могли бы привести к ее разуплотнению, не производятся. Пожароопасные работы на маслосистеме и в непосредственной близости от нее не производятся.

2.7.2. При воспламенении масла, вызванном нарушением плотности маслосистемы и невозможностью немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами, турбина останавливается автоматом безопасности со срывом вакуума, при этом обеспечивается подача масла на смазку при минимальном избыточном давлении масла 0,03 - 0,04 МПа (0,3 - 0,4 кгс/кв. см) до останова роторов. Снабжение уплотняющих подшипников системы водородного охлаждения генератора маслом производится их масляными насосами вплоть до полного вытеснения водорода из системы. подача масла на подшипники турбины до останова роторов прекращается в случаях, угрожающих целостности оборудования из-за больших утечек масла и распространения пожара.

2.7.3. Аварийный слив масла из масляного бака производится в исключительном случае - для локализации пожара после вытеснения водорода из системы водородного охлаждения генератора. В схемах маслоснабжения уплотнений генератора с демпферными баками аварийный слив производится до окончания вытеснения водорода с учетом времени, в течение которого будет происходить снабжение уплотнений генератора от демпферного бака (это время, определяемое вместимостью демпферных баков, указывается в инструкции организации).

2.7.4. Отключение генератора производится немедленно после отключения турбины: закрытия стопорных клапанов на линиях свежего пара и пара промперегрева.
(п. 2.7.4 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.7.5. На аварийных турбине и генераторе отключаются разводки масла, водорода, сжатого воздуха.

2.7.6. Исключен. - Изменение N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004.

2.7.6. Быстрота и четкие действия персонала при появлении течи масла и его загорании, как показывают результаты расследования аварий, предотвращают выход из строя оборудования турбоустановки и аварийный слив масла из системы, который, как правило, сопровождается выплавлением подшипников.

2.7.7. При пожаре из-за разрушения нескольких подшипников (разрушения валопровода турбины), разрыва маслопроводов турбина отключается автоматом безопасности, генератор отключается от сети без выдержки времени с одновременным остановом всех масляных насосов смазки, выпуском водорода и срывом вакуума, сливом масла из маслобака. Отключение маслоснасосов уплотнений вала генератора выполняется после полного вытеснения водорода.
(п. 2.7.7 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.7.8. При воспламенении масла на турбоагрегатах, оснащенных системой предотвращения развития загорания масла (подшипники которых, включая уплотнения вала генератора, оснащены противоаварийными емкостями масла), и невозможности ликвидировать очаг горения имеющимися средствами пожаротушения оперативный персонал пользуется специальным ключом, поворот которого в положение "Пожар" обеспечивает:

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

- немедленное отключение турбины и генератора;

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

- срабатывание светозвуковой сигнализации "Пожар на турбине" на центральном, блочном и местных щитах управления.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

После отключения генератора производится:

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

- срыв вакуума;

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

- отключение и наложение запрета на включение масляных насосов системы регулирования;

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

- отключение масляных насосов смазки с выдержкой времени 60 с и наложение запрета на их включение.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

При несрабатывании указанной защиты или отдельных ее элементов персонал дублирует ее действие.

При угрожающем развитии загорания масла вблизи генератора и его газомасляной системы персонал приступает к аварийному выпуску водорода с одновременной подачей инертного газа в генератор и картеры подшипников.

После снижения давления газа в генераторах, имеющих противоаварийные емкости масла, до 0,1 МПа (1 кгс/кв. см) персонал вводит запрет АВР маслонасосов уплотнения вала генератора и отключает работающий маслонасос, затем продолжает операции по предотвращению развития пожара и его ликвидации.

2.8. Повреждение турбины из-за разгона роторов

2.8.1. Разгон турбины до частоты вращения, превышающей значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и дополнительной защиты приводит к разрушению лопаточного аппарата, поломке валопровода.

2.8.2. Разрушение валопровода приводит к повреждению подшипников турбины и генератора, загоранию масла и водорода, выводу из строя турбоагрегата на длительное время.

2.8.3. Наиболее опасными режимами с точки зрения возможности разгона роторов являются:

- испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, сопровождающееся неправильными действиями персонала;

- неконтролируемый пуск турбины с самопроизвольным набором частоты вращения из-за неисправности систем парораспределения, регулирования и ошибок персонала;

- внезапный сброс нагрузки с отключением генератора и динамическим "забросом" частоты вращения ротора, неудержанием холостого хода и несрабатыванием автомата безопасности.

2.8.4. При появлении неисправностей отдельных элементов системы регулирования и безопасности турбины принимаются меры к их немедленному устранению, а если это не удается, останавливается турбина.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

Перечень конкретных неисправностей и указания о действиях оперативного персонала при их возникновении в зависимости от сложности и опасности для данного типа турбин приводятся в инструкциях организации.

2.8.5. Особую опасность представляют заедания и недозакрытия стопорных и регулирующих клапанов на линиях свежего пара и пара промперегрева, при которых принимаются меры, обеспечивающие безопасный останов турбины. Решение о необходимости немедленного отключения турбины или об оставлении ее кратковременно в работе принимается главным инженером электростанции в зависимости от конкретных условий.

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

Перед остановом турбины понижают давление пара в паропроводах свежего пара, полным закрытием главного сервомотора системы регулирования разгружают турбину до значения, которое допускает неисправный клапан, полностью закрывают ГПЗ, затем, убедившись в том, что нагрузка генератора отрицательная, отключают турбину автоматом безопасности и генератор от сети.

2.8.6. При внезапном отключении генератора и разгоне роторов:

отключают турбину автоматом безопасности по месту и с БЩУ, вращением маховика регулятора скорости турбины выводят его в положение "ноль" по лимбу;

закрывают ГПЗ и открывают все предохранительные клапаны на паропроводах, обеспечивая продувку паропроводов и аварийный сброс пара в атмосферу, обеспаривание линий промперегрева;

срывают вакуум открытием задвижек срыва вакуума и прекращением подачи пара на эжекторы и уплотнения турбины;

производится ручная обтяжка арматуры (ГПЗ, на линиях отборов).

(в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.9. Нарушения технического водоснабжения и водно-химического режима

2.9.1. Повреждения циркуляционных насосов и циркуляционных водоводов в системах прямоточного водоснабжения приводят к уменьшению расхода циркуляционной воды и необходимости быстрой разгрузки турбоагрегатов вследствие резкого снижения вакуума, к их останову при полном прекращении расхода циркуляционной воды через конденсаторы турбин, а также к затоплению помещений машинного зала на минусовых отметках.

Уменьшение расхода циркуляционной воды может также являться следствием засорения трубных досок конденсатора при прорыве вращающихся сеток береговой насосной станции (БНС), забивания льдом грубых решеток глубинного водозабора перед БНС, забивания шугой вращающихся сеток БНС в зимнее время.

2.9.2. Признаками неисправностей в системе технического водоснабжения, определяемых по приборам БЩУ и по месту, являются снижение давления циркуляционной воды перед конденсатором, снижение вакуума, срыв сифонов циркуляционной воды в сливных циркуляционных водоводах, повышение температуры металла выхлопных патрубков турбины, повышение температуры масла после маслоохладителей и газа в генераторе.

2.9.3. В зимнее время схема сбросных каналов циркуляционной воды, обогрев ковшей БНС предотвращают переохлаждение циркуляционной воды и шугообразование. Необходимо также исключить обмерзание вращающихся сеток, обеспечив их периодическое вращение и подвод к ним горячей воды.

При первых признаках забивания льдом грубых решеток глубинного водозабора или забивания шугой вращающихся сеток БНС ремонтный персонал производит механическую очистку грубых решеток. Вращающиеся сетки включаются в непрерывную работу и обеспечивают непрерывную подачу на них горячей воды и очистку подручными средствами.

2.9.4. При заклинивании отдельных вращающихся сеток БНС останавливается соответствующий циркуляционный насос с периодическим включением его на непродолжительное время для обогрева

всасывающих камер циркуляционных насосов обратным потоком нагретой воды.

2.9.5. При засорении трубных досок конденсаторов выполняется их поочередная механическая очистка.

2.9.6. При повреждениях (разрывах) циркуляционных водоводов немедленно отключается поврежденный участок коллектора циркуляционной воды и отключается циркуляционный насос, работающий на поврежденный циркуляционный водовод.

2.9.7. При любых повреждениях технического водоснабжения немедленно принимаются меры по включению эжекторов циркуляционной системы, разгрузке энергоблоков в зависимости от снижающегося вакуума, резервированию подачи охлаждающей воды на маслоохладители турбины и в систему газоохлаждения генератора.

2.9.8. Для предупреждения разрыва напорных циркуляционных водоводов с поступлением большого количества воды в БНС заблаговременно выполняется проверка монтажных люков и сварных стыков, компенсаторов циркуляционных водоводов.

Если затопление электродвигателей циркуляционных насосов по каким-либо причинам предотвратить не удалось, останавливаются циркуляционные насосы и разбираются схемы электродвигателей.

В противоаварийных инструкциях организации указываются конкретные меры и ответственные исполнители по поддержанию уровня воды в водохранилище в допустимых пределах как в условиях паводка, так и в условиях резкого понижения уровня, связанного с повреждением элементов гидросооружений (ограждающих дамб, плотин, водяных затворов и др.).

2.9.9. При полном прекращении подачи добавочной циркуляционной воды в систему оборотного водоснабжения с градирнями нет необходимости в немедленном останове всех энергоблоков. Потери циркуляционной воды за счет испарения в градирнях составляют обычно около 1,5% общего расхода циркуляционной воды, за счет продувки градирен - около 0,5% и на вспомогательном оборудовании - около 0,2%.

Возможная продолжительность работы всего оборудования ТЭС при прекращении подпитки добавочной водой в схемах с градирнями составляет не менее 1,5 - 2,0 ч и зависит от вместимости бассейна.

2.9.10. Длительное отсутствие подачи добавочной воды, как правило, связано с выходом из строя БНС из-за ее затопления, разрыва добавочного водовода, перерыва в снабжении электроэнергией циркуляционных насосов.

Первоочередными задачами оперативного персонала в этих условиях являются выявление и устранение повреждения, максимальное сокращение потерь циркуляционной воды в схеме электростанции, перевод схемы обессоливания химцеха на городскую воду; подпитку теплосети, по возможности, осуществляют от других ТЭЦ.

2.9.11. В аварийных ситуациях, связанных со значительными повреждениями циркуляционных водоводов и невозможностью быстрого их устранения, маслоохладители, газоохладители и прочие агрегаты переводятся на охлаждение от резервного источника (при его наличии).

2.9.12. При крупных повреждениях и прекращении подпитки добавочной водой на продолжительный срок своевременно принимаются меры к разгрузке и останову части турбин для дополнительной экономии циркуляционной воды.

(п. 2.9.12 в ред. Изменения N 1, утв. РАО "ЕЭС России" 31.05.2004)

2.9.13. В противоаварийных инструкциях организации предусматриваются конкретные режимы работы установленного оборудования на случай перерывов в снабжении системы оборотного водоснабжения добавочной водой.

2.9.14. Нарушения подачи химически очищенной (обессоленной) воды от водоподготовительной установки (ВПУ) могут происходить вследствие крупных повреждений трубопроводов либо резкого изменения режима работы ВПУ и снижения качества химически очищенной воды.

2.9.15. При нарушениях в подаче химически очищенной (обессоленной) воды вследствие разрыва трубопровода немедленно отключается поврежденный участок и подача воды осуществляется по дублирующему трубопроводу. При этом принимаются все необходимые меры для восстановления уровня подпитки энергоблока (котла) до исчерпания запаса воды в баках запасного конденсата (БЗК).

2.9.16. На электростанциях снижение качества химически очищенной (обессоленной) воды может явиться следствием попадания в нее за счет неплотности арматуры растворов реагентов при регенерации отключенных фильтров. При этом следует:

перейти на подпитку котлов из резервного БЗК;

восстановить качество;

сдренировать воду ухудшенного качества из отключенного БЗК и заполнить его после этого водой нормального качества.

2.9.17. При всех нарушениях качества химически очищенной (обессоленной) воды предпринимаются срочные меры по выявлению и устранению их причины. Вынужденными являются меры по ограничению подпитки химически очищенной (обессоленной) водой и прекращению пусковых операций (если таковые выполнялись) на энергоблоках. Немедленно выполняются все мероприятия по максимальному сокращению потерь конденсата в цикле.

2.9.18. Конкретные мероприятия по ликвидации аварийного положения из-за нарушения водно-химического режима излагаются в инструкции организации.

3. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ АВАРИЙ

3.1. Понижение частоты тока в энергосистеме

3.1.1. Частота электрического тока в энергосистемах должна поддерживаться на уровне 50 Гц с отклонениями +/- 0,1 Гц. Понижение частоты в энергосистеме происходит из-за дефицита генерируемой мощности или из-за отключения межсистемных и внутрисистемных электрических связей.

Глубокое снижение частоты ниже 49,0 Гц недопустимо по режиму работы котлов тепловых электростанций, имеющих питательные электронасосы. При длительном, более 1 мин., снижении частоты ниже 48 Гц (уточняется в инструкциях организации) возникает угроза срыва питательных насосов и остановка энергоблоков от технологических защит.

Понижение частоты ухудшает режим работы лопаточного аппарата мощных турбин, сокращает срок работы лопаток.

Работа при пониженной частоте может привести к повреждению блочных трансформаторов, узлов системы возбуждения и другого электрооборудования.

3.1.2. Применяется следующая системная автоматика для поддержания частоты и предотвращения развития аварий, о наличии (или отсутствии в данной системе) которой знает оперативный персонал электростанции для принятия правильных решений:

1) система регулирования частоты;

2) устройства автоматического частотного пуска, загрузки и включения резервной мощности электростанций ЧАПВ (гидроэлектростанций, ГАЭС, ГТУ). Эти операции (вторичное регулирование) могут наряду с загрузкой агрегатов тепловых электростанций и взятием допустимых перегрузок по распоряжению диспетчера выполняться и вручную. Уставки загрузки и включения резервной мощности находятся в диапазоне 49,3 - 49,8 Гц;

3) спецочередь АЧР с уставкой по частоте 49,3 - 49,0 Гц, на случай, когда путем действия ЧАПВ либо оперативных действий и регулирования турбин не удастся предотвратить снижение частоты (предотвращение снижения частоты до верхних уставок АЧРП);

4) АЧР I (быстродействующая) с разными уставками частоты для прекращения снижения частоты (46 - 47 Гц), АЧР II - медленнодействующая с различными уставками по частоте и времени для повышения частоты после работы АЧР I (после работы АЧР II частота должна повыситься более 49,3 Гц). Кроме того, применяется дополнительная АЧР по факту местного, локального дефицита мощности (действует, не дожидаясь снижения частоты). Она селективно действует только при местных дефицитах.

Если частота в результате действия АЧР не повышается более 49,3 Гц, персоналом принимаются дополнительные экстренные меры;

5) для предотвращения полного погашения района и ликвидации аварии с глубоким снижением частоты (например, для тепловых электростанций с поперечными связями применяются ступени 45 - 46 Гц, 0,5 с и 47 Гц, 30 - 40 с) применяется частотная делительная автоматика (ЧДА). Она обеспечивает сохранение в работе с. н. электростанции, предотвращает ее полный останов. При этом электростанция или ее часть выделяется с примерно сбалансированной нагрузкой либо отдельные агрегаты (агрегат) выделяются на питание собственных нужд.

3.1.3. Для предотвращения возможного понижения частоты или перегрузки межсистемных и внутрисистемных связей от диспетчера получают ожидаемый баланс мощности в период прохождения максимума нагрузок с выполненным анализом этого баланса и рекомендациями по его предотвращению. Для тепловых электростанций в случае ожидаемого дефицита мощности и возможного снижения частоты при необходимости могут быть выполнены следующие мероприятия:

дана команда на разворот энергетического оборудования из холодного резерва;

приостановлена подготовка к выводу в ремонт генерирующего оборудования;

выведено из ремонта в пределах аварийной готовности генерирующее и другое электрооборудование, отсутствие которого снижает выдачу мощности.

3.1.4. Если частота снижается до 49,9 Гц и, несмотря на ввод диспетчером резерва мощности (резервных гидроагрегатов, ГАЭС и т.д.), снижается до 49,8 Гц, диспетчер обеспечивает восстановление частоты путем ограничения потребителей согласно инструкции.

В этих условиях персонал электростанции обеспечивает при необходимости увеличение мощности всех работающих генераторов до значения, требующегося для поддержания частоты. При этом следует обращать особое внимание на снижение частоты по сравнению с длительно установившимся сниженным уровнем частоты.

3.1.5. При работе с частотой в пределах от 49,8 до 49,3 Гц, когда должен вводиться автоматически или вручную имеющийся в энергосистеме резерв, и внезапном понижении частоты относительно предшествующего установившегося значения на 0,1 Гц и более начальник смены электростанции немедленно запрашивает у диспетчера разрешение на загрузку ТЭС, принимает меры по выполнению его распоряжения (полная загрузка работающих агрегатов, включение вращающихся резервных агрегатов, см. п. 3.1.3 и т.д.).

3.1.6. При работе с частотой в пределах от 49,3 до 49,1 Гц и внезапном понижении частоты на 0,1 Гц, но не ниже 49,1 Гц (резервирование в энергосистеме недостаточно или не может быть полностью введено, возможно сработала спецочередь АЧР), начальник смены электростанции немедленно запрашивает разрешение диспетчера на полную мобилизацию резервов мощности и принимает меры по выполнению его распоряжений (дальнейшее снижение частоты приведет к работе АЧР и потере питания значительного числа потребителей). При отсутствии связи с диспетчером персонал обеспечивает набор полной нагрузки самостоятельно, в том числе и на генераторах, выведенных из резерва. Если после набора мощности частота продолжает понижаться, персонал ТЭС на агрегатах, имеющих вращающийся резерв, самостоятельно увеличивает нагрузку вплоть до взятия возможных перегрузок.

Нагружение прекращается по команде диспетчера системы. О всех изменениях нагрузок электростанции и о достижении предельных нагрузок на отходящих от ТЭС линиях электропередачи дежурный персонал ТЭС немедленно докладывает диспетчеру энергообъединения. При получении от диспетчера распоряжения приостанавливается нагружение или уменьшается нагрузка агрегатов, дежурный персонал ТЭС немедленно выполняет указание, обеспечив разгрузку с максимально допустимой скоростью.

3.1.7. Если частота, несмотря на принятые меры, не поднимается выше 49,3 Гц, оперативный персонал электростанции самостоятельно с последующим уведомлением диспетчера:

поднимает, если это еще не сделано, полную электрическую нагрузку на всех агрегатах, работавших ранее и введенных в работу из резерва (в том числе и на агрегатах с теплофикационной нагрузкой);

берет возможные аварийные перегрузки на генераторах и другом оборудовании;

вводит в работу электрооборудование, выведенное из ремонта в резерв в пределах аварийной готовности (см. п. 3.1.3);

задерживает отключение в ремонт и вывод в резерв агрегатов;

принимает меры к включению отключенных, но еще вращающихся паровых турбин, а также котлов, находящихся под давлением.

3.1.8. При большой потере генерирующей мощности и резком понижении частоты, если несмотря на работу АЧР частота остается на уровне 49 - 48,9 Гц и ниже, снимаются ограничения на самостоятельные действия оперативного персонала электростанций по экстренной мобилизации резервной мощности перегрузок агрегатов (если она еще осталась), отключению части механизмов с. н. (мельницы и т.д.) для увеличения мощности.

В этом режиме решающую роль играет диспетчер, ответственный за регулирование частоты, который по истечении 3 - 5 мин. (времени, достаточного для использования оставшихся резервов) повышает частоту отключением потребителей, не допуская при этом перегрузки внутрисистемных и межсистемных связей. При этом отключения производятся по указанию диспетчера во всех энергосистемах. По указанию диспетчера с шин электростанции отключаются указанные им потребители.

3.1.9. При понижении частоты до 47,5 Гц и дальнейшем понижении до конкретного значения, указываемого в инструкции организации, для предотвращения полного останова тепловых электростанций выделяются электрические с. н. на несинхронное питание от одного-двух генераторов электростанции, отключенных от сети. Возможно также отделение электростанции или ее части с примерно сбалансированной нагрузкой района электросети, в котором будет восстановлена номинальная частота. Такое выделение производится действием частотной делительной автоматики АЧД или самостоятельно начальником смены электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы. Режимы работы с переводом одного-двух турбогенераторов на питание электрических с. н. оставшихся в работе турбогенераторов или с выделением части турбогенераторов на питание ограниченного района электросети с номинальной частотой, гарантирующей сохранение в работе не менее одного турбогенератора, указываются в инструкции по ликвидации аварий, разработанной в организации.

Условия, при которых необходимо выделить с. н. при понижении частоты, указываются в инструкции электростанции. Там же указываются основная схема электросети и порядок выделения турбогенераторов.

3.1.10. При определении конкретной схемы выделяемой части с. н. учитываются следующие основные положения:

трансформаторы, питающие с. н. от выделенных генераторов, обеспечивают питание с. н. двух-трех соседних агрегатов;

в состав выделенных энергоблоков входят энергоблоки, оснащенные РОУ, обеспечивающие паровые с. н.

3.1.11. За работой выделенных турбогенераторов, обеспечивающих электрические с. н. своих и соседних энергоблоков, включенных в сеть, устанавливается особый контроль. В частности, поддержание номинальной частоты вращения турбогенераторов осуществляется не только автоматическими регуляторами частоты турбин, но контролируется как с БЩУ, так и по месту.

В случае, когда создается угроза аварийного останова турбогенераторов, котлов (по давлению и температуре пара или питательной воды, вакууму, по истечении времени работы турбин при пониженной

частоте и другим причинам), не связанных по собственным нуждам с выделенными турбогенераторами, они разгружаются и отделяются от электросети вместе с механизмами с. н. и нагрузкой потребителей раньше, чем их параметры потребуют полного отключения.

3.1.12. При резком понижении частоты, сопровождающемся глубоким понижением напряжения, в результате которого могут создаться условия для отказа в работе автоматической частотной разгрузки (особенно на переменном оперативном токе), начальник смены электростанции самостоятельно проводит мероприятия по выделению собственных нужд на несинхронное питание (см. п. 3.1.9).

3.1.13. При значительном понижении частоты в энергообъединении и работе автоматической частотной разгрузки, делительной автоматики и противоаварийной автоматики происходит резкое изменение частоты. Оперативный персонал в этом случае:

удерживает генераторы в сети (либо разделенных участках сети) или, если создается угроза их аварийного останова, разгружает их, отключает от электросети и переводит на нагрузку с. н.;

участвует в регулировании частоты и напряжения путем экстренного набора или снижения нагрузок (активной и реактивной) с контролем загрузки транзитных линий и автотрансформаторов связи, допустимые перегрузки которых указываются в инструкции организации;

исключает при выполнении переключений в электрических схемах объединение цепей с несинхронными напряжениями, которые могут быть на сборных шинах ОРУ разных напряжений или в системах сборных шин одного напряжения, а также на секциях устройств с. н. нужд 6 и 0,4 кВ;

не допускает потерю электрических и паровых с. н. электростанции.

3.1.14. Аварийное понижение частоты до 46 Гц и менее может привести к полному останову электростанции. В этом случае персонал, если не работают или отсутствуют устройства ЧДА, принимает меры к сохранению в работе не менее одного энергоблока для обеспечения последующего разворота электростанции согласно противоаварийной инструкции организации.

3.2. Повышение частоты тока в энергосистеме

3.2.1. Повышение частоты тока происходит при избытке генерируемой мощности из-за отключения мощных потребителей, узлов энергообъединений, разрыва межсистемных связей, выделения электростанции на питание отдельного узла энергообъединения.

3.2.2. При повышении частоты может возникнуть асинхронный ход, в результате которого может произойти разрушение роторов турбины и генератора, повреждение вспомогательного оборудования электростанции. Продолжительность работы турбогенераторов при повышенной частоте ограничена. При внезапном (в течение нескольких секунд) повышении частоты в пределах до 50,1 Гц совместно с диспетчером определяется причина повышения частоты, а при частоте более 50,2 Гц начальник смены электростанции с разрешения диспетчера энергообъединения принимает необходимые меры по изменению генерирующей мощности тепловой электростанции с целью снижения частоты в энергосистеме. При этом контролируются перетоки по линиям, отходящим от электростанции.

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 нагружению.

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 АВР 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 п. п.

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 п. п. 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.

3.5.2. При авариях в энергосистеме или на других параллельно работающих генераторах станции (короткое замыкание, близкое или удаленное; наброс большой нагрузки), сопровождающихся резким снижением напряжения, АРВ обеспечит увеличение тока возбуждения до двойного значения или до перегрузок по ротору, определяемых значением снижения напряжения. Персонал электростанции при этом не вмешивается в действие автоматики, определяя правильность ее работы по сигнализации.

3.6. Повышение напряжения

3.6.1. Поддержание напряжения в контрольных точках энергосистемы, а также у энергообъектов системы обеспечивает диспетчер энергосистемы. При повышенном напряжении по указанию диспетчера персонал электростанции снижает нагрузку генераторов электростанций, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, переводит их в режим потребления (увеличения потребления) реактивной мощности. В принципе такое увеличение потребления Q осуществляется автоматически с помощью АРВ при повышении напряжения. Персонал лишь корректирует величину Q , воздействуя на уставку АРВ.

3.6.2. При повышении напряжения на шинах электростанции вступает в работу ограничитель минимального возбуждения, ограничивая дальнейшее потребление реактивной мощности. Для ограничения напряжения при дальнейшем его повышении диспетчер применяет другие меры (СК, отключение батарей статических конденсаторов, включение шунтирующих реакторов, изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН).

3.6.3. При нормальном напряжении в энергосистеме и вступлении ОМВ (ошибочная операция при регулировании возбуждения) следует воздействием на уставку АРВ вывести ОМВ из работы.

3.7. Несимметричные режимы и их ликвидация

3.7.1. Если при отключении КЗ выключатель блока или линии отключается не всеми фазами, а УРОВ не работает (неисправен или выведен из действия), оперативный персонал разгружает генератор энергоблока до нуля по мощности и до х.х. по току ротора, отключает все смежные выключатели для обесточивания СШ (секции), к которой присоединены генератор энергоблока или линия, оказавшиеся в несимметричном режиме. Перед отключением всех смежных выключателей делается однократная попытка дистанционного отключения выключателя, отключившегося не всеми фазами. В отдельных случаях более удобно отключить присоединение с противоположной стороны, для чего следует сообщить о неполнофазном режиме диспетчеру, который при возможности и отключает присоединение.

3.7.2. Во время планового останова или синхронизации генератора энергоблока при отключении или включении его выключателя может возникнуть несимметричный режим генератора вследствие неполнофазного отключения или включения выключателя. Специальные защитные устройства могут оказаться нечувствительны к такому режиму. В этом случае дежурный персонал, получив сигнал о непереключении фаз, попытается ликвидировать несимметрию подачей импульса на отключение выключателя генератора. Если такая попытка оказалась неудачной, а котел еще не погашен, нужно восстановить подачу пара в турбину и перевести генератор из режима двигателя в режим х.х. Частота вращения поддерживается на уровне частоты сети, а ток ротора на уровне тока х.х. В этом режиме (допустим, 10 - 15 мин.) готовится схема РУ и снимается напряжение с дефектного выключателя со стороны энергосистемы с помощью шиносоединительного или обходного выключателя (при схеме ОРУ с двойной системой шин и одним выключателем на цепь) или смежными выключателями (при отсутствии такой схемной возможности).

Если во время возникновения неполнофазного режима котел уже не может подать пар в турбину, несимметричный режим ликвидируется отключением генератора энергоблока путем быстрого обесточивания соответствующей СШ (быстро разгружаются и отключаются блоки, отключаются линии, присоединенные к той системе шин, к которой подключен блок с дефектным выключателем). При этом необходимо иметь в виду, что турбогенератор, находящийся в режиме двигателя, не может работать более 2 - 4 мин.

3.7.3. Если в нормальном режиме при отключении (включении) выключателя линии возникнет несимметричный режим в результате неполнофазного отключения или включения выключателя, специальные защитные устройства могут оказаться нечувствительными к такому режиму.

Оперативному персоналу следует попытаться ликвидировать несимметрию подачей импульса на отключение выключателя. Если попытка отключения дефектного выключателя оказалась неудачной, а несимметрия токов на генераторах менее 10%, персонал подготавливает схему и снимает напряжение со стороны ОРУ с дефектного выключателя в зависимости от схемы с помощью шиносоединительного, обходного или другого выключателя (линия может быть отключена с противоположной стороны). Если несимметрия более 10%, то выполняется быстрое обесточивание соответствующей системы шин (секции) в соответствии с п. 3.7.2.

3.8. Ликвидация аварий в схеме собственных нужд электростанций

3.8.1. При потере с. н. и отказе АВР вручную включается питание от резервного трансформатора.

3.8.2. Резервные трансформаторы с. н. находятся "в горячем резерве", т.е. на первичную сторону постоянно подается напряжение и постоянно находится в работе схема АВР с. н., обеспечивающая при необходимости включение работающего на холостом ходу резервного трансформатора с. н. на секцию, потерявшую питание.

3.8.3. В ремонтных режимах часть собственных нужд находящихся в ремонте блоков зачастую длительно получает питание от резервного трансформатора с. н. В результате при потере с. н. работающего блока не обеспечивается резервирование его с. н. от резервного трансформатора с. н. Используется резервный трансформатор собственных нужд (РТСН) для питания секций ремонтируемых блоков в течение минимально возможного времени (опробование механизмов и т.д.).

3.8.4. После включения блока в сеть сразу же осуществляется перевод его с. н. с резервного ТСН на рабочий ТСН. Длительное питание с. н. работающего блока от резервного ТСН не допускается.

4. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ СБРОСАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

4.1. Полный сброс электрической нагрузки без потери собственных нужд

4.1.1. Полный сброс нагрузки всеми генераторами электростанции может произойти в результате нарушений в энергосистеме или в главной схеме электростанции, а также при возникновении аварии на отдельном оборудовании электростанции и неправильных действиях персонала.

4.1.2. При выделении энергоблока на несинхронное питание с. н. его перевод на нагрузку с. н. может осуществляться с переводом котла на растопочную нагрузку и работой энергоблоков на нагрузке с. н. либо барабанных котлов, работающих на твердом топливе, с погашением котла и работой энергоблока на нагрузке с. н. за счет аккумулированного тепла (кратковременно, с последующей растопкой и работой котла на растопочной нагрузке).

4.1.3. Для конденсационных энергоблоков предпочтительнее применять вариант перевода энергоблока на нагрузку с. н. с переводом котла на растопочную нагрузку.

Перевод энергоблоков 150, 300 МВт с барабанными либо прямоточными котлами на нагрузку с. н. осуществляется с переводом котла на растопочную нагрузку при номинальном давлении свежего пара.

Перевод энергоблоков 300 МВт на нагрузку с. н. может быть задействован с поддержанием номинального давления свежего пара. Если энергоблок 300 МВт допускает работу на скользящем давлении, и при этом обеспечивается надежность экранной системы котла при растопочной нагрузке и давлении пара перед турбиной 16 МПа (160 кгс/кв. см), и диапазон регулирования гидромуфты ПЭН обеспечивает снижение давления питательной воды за ПЭН до 22 МПа (220 кгс/кв. см), предпочтительно применять вариант защиты со снижением давления пара, дополнив ее воздействием на принудительное открытие предохранительных клапанов с задержкой их закрытия.

4.1.4. Перевод энергоблоков мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт на нагрузку с. н. с переводом котла (котлов) на растопочную нагрузку выполняется автоматически от схемы, фиксирующей отключение генератора от сети при срабатывании соответствующих технологических защит.

4.1.5. Предельная продолжительность работы энергоблоков на нагрузке с. н. - 40 мин.

При переводе энергоблоков на нагрузку с. н. время воздействия противоаварийной автоматики рекомендуется уменьшить до 10 - 15 мин., если нет дополнительных указаний заводов-изготовителей.

4.1.6. При переводе энергоблоков на нагрузку с. н. и котла на растопочную нагрузку нагружение энергоблока после включения генератора в сеть производится в соответствии с указаниями и графиками-заданиями для пуска из горячего состояния, содержащимися в инструкциях по пуску из различных тепловых состояний.

4.1.7. В процессе перевода энергоблока с барабанным котлом на нагрузку с. н. с погашением котла оперативный персонал:

проверяет выполнение всех автоматических воздействий, предусмотренных защитой и блокировками, и при отказе в прохождении отдельных команд выполняет их вручную, используя дистанционное управление;

убедившись, что система регулирования не допустила срабатывания автомата безопасности, устанавливает синхронизатором номинальную частоту вращения ротора турбины 3000 об./мин.;

открывает обратные клапаны на отборах турбины;

включает охлаждение выхлопного патрубка ЦНД турбины;

переводит электродвигатели дымососов котла на первую скорость, на газомазутных котлах отключает по одному дымососу и дутьевому вентилятору;

оставляет в работе по одному конденсатному и питательному насосу, отключает сливные насосы ЦНД турбины.

4.1.8. Предельная продолжительность работы на нагрузке с. н. с использованием аккумулирующей способности котлов - 10 мин. для энергоблоков с газомазутными котлами и 15 мин. с пылеугольными. По истечении этого времени включаются мазутные (газовые) горелки для обеспечения тепловыделения в топке котла на уровне 10 - 12% номинального исходя из условий стабилизации давления свежего пара при закрытом БРОУ на уровне, близком к сохранившемуся до начала растопки котла. Операции по растопке котла производятся в соответствии с указаниями инструкции по пуску из горячего состояния.

Перед включением генератора в сеть увеличивается уровень тепловыделения до 15 - 18% номинального. Нагружение энергоблока ведется в соответствии с указаниями инструкции по пуску энергоблока из горячего состояния.

4.1.9. Суммарная продолжительность работы энергоблока на нагрузке с. н. за счет использования теплоаккумулирующей способности котла и после его растопки составляет не более 40 мин. Если в течение указанного времени условия для включения генератора в сеть не будут созданы, выполняются операции по останову энергоблока в соответствии с указаниями инструкции.

4.1.10. При полном сбросе электростанцией электрической нагрузки и потере связи с энергообъединением принимаются меры для подключения максимально возможной нагрузки ближайших районов на один или несколько выделенных энергоблоков.

4.1.11. В режиме работы электростанции с выделенным одним или несколькими энергоблоками (агрегатами на ТЭС с поперечными связями) особое внимание следует уделять сохранению паровых с. н.; с этой целью оперативный персонал обеспечивает:

максимальную паропроизводительность пусковой котельной (если она имеется);

отключение всех внешних потребителей пара;

минимальную продолжительность работы предохранительных клапанов котла;

быстрый останов невыделенных энергоблоков со срывом вакуума, погашением и закупоркой котлов для аккумуляции тепла;

включение в работу на выделенных энергоблоках РОУ высокого давления (при наличии таковых) с подачей пара от нее в общестанционный коллектор с. н., который должен для уменьшения потерь пара секционироваться.

4.1.12. Для максимального сокращения потерь конденсата при полных сбросах нагрузки электростанцией обеспечивается:

минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов и аварийного сброса из деаэраторов, конденсаторов турбин, барабанов котлов;

отключение схем непрерывной и периодической продувки на котлах, исключение переливов дренажных баков, откачки всех возможных дренажей в БЗК;

полная производительность ВПУ для выработки химически обессоленной воды и очистки грязного конденсата.

Контроль за запасом конденсата, его использованием, меры по сокращению потерь пара и конденсата, работу ВПУ с полной производительностью обеспечивают начальники смен химического и котлотурбинного цехов.

4.1.13. В режиме работы выделенных энергоблоков (агрегатов) и срочного останова остальных энергоблоков ведется контроль за давлением мазута в мазутных коллекторах. Во избежание предельно допустимого давления часть мазутонасосов своевременно останавливается.

4.1.14. Пуск остановленных энергоблоков (котлов и турбоагрегатов) осуществляется после загрузки выделенных энергоблоков (агрегатов) и достижения достаточного паросъема от них в коллектор с. н. электростанции. Состав и количество одновременно пускаемых энергоблоков определяются возможностями обеспечения их паровых и электрических с. н., а также степенью загруженности оперативного персонала.

4.1.15. В процессе пуска необходимо контролировать значение и длительность перегрузки резервных трансформаторов с. н., не превышая значений, допускаемых в аварийных условиях. После включения энергоблока в электросеть питание его с. н. переводится на рабочий трансформатор для разгрузки резервного.

4.1.16. С учетом реальной обстановки на электростанции, а также во избежание ее полного останова, ограничения по работе энергоблока на с. н. согласно п. 4.1.5 могут быть сняты при условии соблюдения нормальных режимов работы котла и турбины. Работа выделенного энергоблока для питания с. н. нескольких энергоблоков при аварийной частоте электросети обеспечивается в течение всего времени, необходимого для восстановления частоты электросети.

4.2. Полный сброс электрической нагрузки с потерей собственных нужд

4.2.1. Останов электростанции с потерей электрических и, следовательно, паровых с. н. является тяжелой аварией с серьезными последствиями для оборудования электростанции и энергосистемы, поскольку приводит к обесточиванию и прекращению подачи тепла и пара ответственным потребителям, потере рабочего освещения и рабочего питания, обесточиванию ответственных механизмов (маслонасосов, пожарных насосов, подзарядных агрегатов и др.) и может привести к повреждению основного оборудования и длительному простое электростанции.

4.2.2. При потере электрических с. н. оперативный персонал принимает следующие меры:

проверяет по месту и при необходимости выполняет вручную (при отсутствии напряжения в цепях управления) операции по обеспечению безопасного останова агрегатов и энергоблоков;

отключает (квитирует ключи на отключение) выключатели энергоблоков;

отключает (квитирует ключи на отключение) выключатели 6 кВ от рабочих вводов энергоблоков и собирает схему питания с. н. 6 кВ от резервных шин;

отключает (квитирует ключи на отключение) все механизмы с. н. 6 и 0,4 кВ как в главном корпусе, так и во вспомогательных установках (вспомогательная установка, топливоподача, береговые насосные станции, очистные сооружения);

проверяет включение в работу по блокировкам аварийных маслонасосов системы смазки турбины и уплотнений вала генератора;

закрывает вручную всю оперативную арматуру, обеспечивающую полную закупорку котлов и деаэраторов для сохранения аккумулированного в них пара; при этом обеспечивается минимальная продолжительность работы предохранительных клапанов;

закрывает вручную всю оперативную арматуру на трубопроводах подачи пара внешним потребителям;

останавливает турбоагрегаты со срывом вакуума с целью сокращения времени выбега роторов до минимума, обеспечивает включение в работу валоповоротных устройств турбоагрегатов.

4.2.3. Емкость аккумуляторных батарей обеспечивает работу аварийных маслонасосов турбоагрегата в течение 30 мин., поэтому во избежание особо тяжелых последствий аварий напряжение переменного тока в схему с. н. 6 и 0,4 кВ подается не позднее этого времени.

4.2.4. Начальник смены электростанции и начальник смены электроцеха подготавливают шины электростанции к принятию напряжения от энергосистемы, при этом:

если шины обесточены из-за аварии в энергосистеме, оперативный персонал электростанции самостоятельно не производит никаких операций в электрической части главной схемы (кроме отключений

воздушных выключателей блоков), а дожидается подачи напряжения на обесточенные шины по любой из транзитных линий и в любое время без предупреждения;

если шины обесточились из-за короткого замыкания на шинах или отходящем присоединении, а также по другим причинам (ложная или неправильная работа защиты шин, ошибки персонала), принимаются меры по локализации поврежденного участка или устранению причины ложного срабатывания защиты.

4.2.5. Для каждой электростанции инструкциями предусматриваются основные и запасные (резервные или аварийные) варианты подачи напряжения от энергообъединения на шины электростанции, а от них в схему с. н.

4.2.6. При отсутствии непосредственной связи с диспетчером энергообъединения начальник смены электростанции через дежурную телефонистку устанавливает связь (используя любые виды связи и пароли) с диспетчером сетевого предприятия, от которого будет осуществляться подача напряжения в схему с. н. электростанции по одному из заранее разработанных вариантов, и согласовывает с ним схему подачи и регулирования напряжения.

4.2.7. При полной потере связи с диспетчером энергообъединения и диспетчерами сетевых предприятий начальник смены электростанции самостоятельно приступает к подаче напряжения на шины и далее в схему с. н. электростанции путем пробных включений шин по заранее намеченной очередности. Если в процессе поочередного опробования на шинах появится напряжение, дальнейшее опробование прекращается и подается напряжение в схему с. н.

4.2.8. В схеме с. н. электростанции напряжение в первую очередь подается на:

маслонасосы смазки турбины и уплотнений вала генератора;

подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;

валоповоротные устройства турбин;

щиты управления и сборки 0,4 кВ, питающие освещение главного корпуса, мазутонасосных, помещений топливоподачи, водоподготовительной установки, электролизной, а в темное время суток - дополнительно ОРУ, территорий мазутохозяйства, топливоподачи и пристанционного узла;

пожарные насосы с электродвигателями переменного тока;

мазутонасосы;

все механизмы энергоблока (агрегата), подлежащего пуску первым.

4.2.9. При достаточной мощности источника питания с. н. напряжение дополнительно подается на водоподготовительную установку, промливневые хозяйственные насосные, топливоподачу, багерные, шламовые и дренажные насосы, а также на механизмы энергоблока, подлежащие пуску вторыми.

4.2.10. После подачи напряжения на схему с. н. электростанции и при достаточной мощности источника питания для разворота хотя бы одного энергоблока (котло- и турбоагрегата) начальник смены электростанции и начальник смены котлотурбинного цеха организуют пуск одного энергоблока (котлоагрегата), для чего:

выбирается один из энергоблоков (котло- и турбоагрегатов), не получивший повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции и оборудованный РОУ для подачи пара в коллектор с. н.;

обеспечивается максимальная производительность пусковой котельной и подача аккумулированного пара от соседних энергоблоков (котлов);

обеспечивается подача мазута от одного из мазутных насосов на растапливаемый котел. До подъема давления в растапливаемом котле и включения в работу на нем РОУ-25/10 подача пара на мазутное хозяйство не допускается;

обеспечивается подача пара от коллектора с. н. на уплотнения и эжекторы турбины и после достижения

растопочного вакуума растапливается котел;

растапливается барабанный котел только после его подпитки и достижения растопочного уровня в барабане котла, проверки фактического уровня по водоуказательным колонкам барабана;

во избежание исчерпания запаса пара в коллекторе с. н. растопка котла производится ускоренно; допустимое увеличение форсировки котла (приблизительно на 25 - 30%) оговаривается в инструкциях организации;

включаются в работу РОУ, установленные на энергоблоке, для питания от них собственных паровых нужд пускаемого блока.

4.2.11. При пуске энергоблоков (котла и турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями) начальник смены электростанции руководствуется следующими основными положениями:

включение питательного электронасоса на первоначально пускаемом энергоблоке (котла и турбоагрегата) выполняется с разрешения дежурного диспетчера энергосистемы;

включение энергоблоков (турбогенераторов) в сеть осуществляется по мере их готовности с последующим уведомлением дежурного диспетчера энергосистемы;

нагрузка энергоблоков (турбоагрегатов) выше минимально необходимой нагрузки производится с разрешения дежурного диспетчера энергосистемы;

при нагружении энергоблоков контролируются перетоки по линиям и поддерживается частота на шинах;

включение выключателей отключенных ранее присоединений выполняется с разрешения и по команде дежурного диспетчера энергосистемы.

4.2.12. После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30 - 40% номинальной первого пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску очередного энергоблока (котла и турбоагрегата), не получившего повреждений при полном сбросе нагрузки электростанции. Пуск энергоблока осуществляется в соответствии с инструкцией организации с использованием пара на с. н. от частично нагруженного первого энергоблока.

4.2.13. После включения в сеть и нагружения до нагрузки 30 - 40% номинальной второго пускаемого энергоблока начинаются операции по пуску двух очередных энергоблоков, оборудованных РОУ для подачи пара в коллектор с. н.

4.2.14. Количество одновременно пускаемых энергоблоков определяется возможностями обеспечения их паровых и электрических с. н. от действующих энергоблоков и загрузкой оперативного персонала. После нагружения до нагрузки 30 - 40% номинальной трех-четырех энергоблоков допускается включение в работу второго мазутного насоса, топливоподдачи и других непервоочередных объектов, а также схем отпуска тепла внешним потребителям.

4.2.15. При невозможности быстрого разворота оборудования мощных электростанций подъем напряжения в энергообъединении или в отдельных его частях производится под руководством диспетчера энергообъединения одновременной синхронизацией генераторов электростанций, сохранивших с. н.

4.3. Частичный сброс нагрузки электростанции

4.3.1. Частичный сброс нагрузки электростанции может произойти из-за отключения или частичного сброса нагрузки энергоблока, котла, турбины, генератора и отсутствия резервной мощности на электростанции.

4.3.2. Причинами частичного сброса электрической нагрузки энергоблока могут быть:

прикрытие главного сервомотора;

прикрытие ГПЗ;

снижение параметров пара;

снижение вакуума;

повышение частоты в системе;

дополнительный расход пара через пускосбросные или предохранительные устройства.

4.3.3. Частичный сброс нагрузки энергоблока может произойти в результате отключения одного из двух работающих механизмов (бустерного, конденсатного, питательного, циркуляционного насосов, тягодутьевого механизма и др.), если резервный не включился.

4.3.4. Признаками частичного сброса электрической нагрузки из-за причин, указанных в п. 4.3.2, являются:

уменьшение активной нагрузки по мегаваттметру и тока статора;

снижение давления в регулирующей ступени ЦВД;

уменьшение расхода пара, питательной воды и топлива.

4.3.5. Во всех случаях снижения нагрузки выясняется причина, вызвавшая сброс нагрузки.

4.3.6. При сбросе нагрузки из-за неудовлетворительной работы системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) отключается САРЧМ с переводом на дистанционное управление турбиной с БЦУ или по месту.

4.3.7. При сбросе нагрузки из-за неисправности в цепях управления турбиной снимается оперативный ток, управление турбиной осуществляется по месту и восстанавливается нагрузка.

4.3.8. О плохой работе системы регулирования турбины ставится в известность начальник смены котлотурбинного цеха и начальник смены электростанции. В дальнейшем оперативный персонал действует по их указаниям.

4.3.9. При снижении нагрузки, вызванном снижением параметров, выясняется причина снижения параметров и принимаются меры к их восстановлению. При необходимости устанавливается нагрузка на энергоблоке, обеспечивающая поддержание номинальных параметров и выполнение требований режимной карты. Одной из причин снижения параметров и паропроизводительности котла может явиться ухудшение качества твердого, жидкого и газообразного топлива.

4.3.10. При сбросе нагрузки контролируются:

уровень воды в барабане, деаэраторах, конденсаторе;

параметры пара, вакуум в конденсаторе, осевой сдвиг, относительное положение роторов и вибрация;

температура масла на сливе из подшипников;

горение в топке.

4.3.11. При аварийном отключении энергоблока оперативный персонал:

контролирует работу защит и блокировок, не вмешиваясь в их действия, если они правильные;

проверяет выполнение всех воздействий на механизмы и арматуру, предусмотренных системами защит и блокировок;

особенно внимательно следит за прекращением подачи топлива и воды в котел, закрытием стопорных и регулирующих клапанов турбины, за отключением генератора;

квитирует ключи отключившихся механизмов, не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры по обеспечению возможности последующего пуска энергоблока.

4.3.12. В случае невозможности пуска энергоблока (необходим ремонт оборудования) дальнейшие

операции по останову проводятся в зависимости от характера предстоящих работ.

4.3.13. При отключении котла оперативный персонал:

контролирует срабатывания защит и блокировок, а в случае их отказа выполняет необходимые операции вручную;

гасит топку, прекратив подачу топлива; прекращает подачу воды в котел, удостоверившись в отсутствии горения в топке; отключает котел от турбины и закрывает главные паровые задвижки; квитирует ключи отключившихся механизмов; загружает до предельной нагрузки другие работающие котлы, пускает резервные котлы для обеспечения заданного графика нагрузки; не дожидаясь выяснения причины аварийного отключения, принимает меры по обеспечению возможности последующего пуска котла (энергблока).

4.3.14. При отключении питательного турбонасоса автоматически включается ПЭН. В этом случае котел немедленно разгружается до нагрузки, обеспечиваемой питательным электронасосом, в следующем порядке:

уменьшается расход топлива;

устанавливается расход воды, соответствующий данной нагрузке, согласно требованиям режимной карты;

регулируется тепловая нагрузка энергблока исходя из необходимости поддержания температуры свежего пара на прежнем режиме.

4.3.15. При отключении дутьевого вентилятора, дымососа, РВП, мельничного вентилятора котел (энергблок) разгружается до нагрузки, равной 60 - 65% номинальной, автоматически при наличии автоматической системы аварийного разгрузки блока (АСАРБ) или вручную оперативным персоналом.

4.3.16. При отключении генератора из-за аварии в энергосистеме начальник смены электростанции обеспечивает возможность его быстрого включения в сеть. Для этого после отключения от сети генератор оставляется в работе с нагрузкой с. н. Если при отключении генератора холостой ход удержать не удалось, уже в процессе останова турбогенератор готовится к развороту из горячего состояния. Целесообразно осуществлять быструю автоматическую разгрузку для обеспечения холостого хода и сохранения собственных нужд.

4.3.17. При отключении генератора от сети защитами при внутренних повреждениях наряду с отключением выключателя энергблока отключаются АГП и выключатели рабочего трансформатора с. н. со стороны шин 6 кВ. Одновременно срабатывают технологические защиты энергблока, действием которых гасится топка и начинается останов турбины (закрываются стопорные клапаны и ГПЗ). Отключение генератора опасно возможностью разгона ротора турбины, особенно в случае пропуска или недозакрытия ГПЗ, стопорных или регулирующих клапанов. В этом случае персонал принимает все меры, указанные в инструкции организации, для предотвращения разгона ротора турбины и его повреждения.

Особое внимание необходимо обратить на наличие напряжения на шинах 0,4 кВ, от которых питаются электродвигатели рабочих механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования, а также на сборках приводов задвижек и средств измерений.

Оперативный персонал выясняет причину отключения генератора и в зависимости от этого по согласованию с руководством ТЭС решает, выводить его в ремонт или готовить к включению.

4.3.18. Если одновременно с отключением генератора произошло обесточивание системы шин, на которую включены также и резервные трансформаторы с. н., следует:

обеспечить в первую очередь подачу напряжения (через резервные шины 0,4 кВ) на шины щитов машинного зала и котельной от резервных трансформаторов 6/0,4 кВ, не затронутых аварией, если это напряжение не было подано автоматически АВР шин 0,4 кВ;

выполнить перевод турбогенераторов с аварийных маслососов на рабочие для предупреждения полного разряда аккумуляторных батарей. Включить в работу со стороны шин 0,4 кВ подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей, если они отключались защитой обратного тока;

отделить поврежденное оборудование и подать напряжение на шины от энергосистемы или через трансформаторы связи от шин другого напряжения электростанции, включить резервные трансформаторы с. н. и подать напряжение на обесточенные рабочие секции с. н.;

подготовить оборудование и схемы для включения генератора в электросеть.

4.3.19. Во всех случаях сброса нагрузки на одном или нескольких энергоблоках (котлах, турбинах) оперативный персонал немедленно принимает меры по поддержанию заданного графика электрической нагрузки электростанции; нагружает оставшиеся в работе энергоблоки или пускает энергоблоки, находящиеся в резерве.

4.3.20. При невозможности восстановления по каким-либо причинам исходной нагрузки обеспечивается нормальная работа электростанции в новом режиме.

5. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

5.1. Понижения температуры наружного воздуха в зимний период вызывают повышенную опасность аварийных остановов оборудования. В этих условиях организуется систематическое измерение температуры на наименее обогреваемых участках цехов, оборудовании ВПУ, баках запасного конденсата, багерных насосах, топливоподаче, оборудовании, расположенном возле торцов и боковых стен главного корпуса, в зоне неработающих котлов и турбин, а также в местах расположения соединительных (импульсных) линий уровнемеров, расходомеров, манометров. Снижение температуры в неотапливаемых галереях топливоподачи может привести к нарушению эластичности и разрыву конвейерных лент.

5.2. Для обеспечения безаварийной работы энергооборудования в условиях глубокого понижения температуры наружного воздуха уплотняются и утепляются рабочие помещения в процессе подготовки к осенне-зимнему сезону. При этом полностью восстанавливается остекление, заделываются всякого рода отверстия, закрываются фонари котельного цеха, уплотняются двери и оконные проемы, изолируются трубопроводы внешних коммуникаций, ремонтируются и опробуются в работе калориферы и другие нагревательные и тепловзвесные аппараты, ремонтируются и налаживаются системы водяного отопления зданий и сооружений.

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 воздухоподводки 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 топливоподачи отключается подача воды на гидросмыв и аспирацию во избежание ее замерзания.

5.9. В системах прямоточного 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...-0 °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, топливоподачи, 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.

Предметный указатель:

А

| | |
|---|----|
| Аварийная ситуация..... | 2 |
| Автоматическая разгрузка станции | 23 |
| Автоматическая система аварийного разгружения блока | 35 |
| АРС | 23 |
| АСАРБ | 35 |

Б

| | |
|----------------------------------|--------|
| Баки запасного конденсата | 19, 36 |
| Береговая насосная станция | 17, 37 |
| БЗК..... | 19, 30 |
| БНС..... | 17, 18 |

В

| | |
|--|----------------|
| Внешние признаки потери возбуждения на генераторах | 25 |
| Водоподготовительная установка | 18, 32 |
| ВПУ | 18, 30, 36, 37 |

Г

| | |
|-----------------------------------|------|
| Газораспределительный пункт | 8 |
| ГРП..... | 8, 9 |

Н

| | |
|---|--------------|
| Наиболее опасные режимы с точки зрения возможности разгона роторов..... | 16 |
| Наиболее характерные признаки нарушений в системе подачи мазута в котлы | 7 |
| Наиболее характерные признаки повреждения трубопроводов питательной воды..... | 12 |
| Наиболее характерные признаки прекращения или сокращения расхода газа на котел..... | 8 |
| Начальник смены электростанции | 3, 4, 5, 23 |
| НСС..... | 4, 6, 10, 25 |

О

| | |
|-------------------------------|----|
| Основные причины аварий | 14 |
|-------------------------------|----|

П

| | |
|---|--------|
| ПВД..... | 14, 15 |
| Подогреватели высокого давления | 14 |
| Потеря связи..... | 5 |
| Признаки неисправностей в системе технического водоснабжения..... | 17 |
| Признаки частичного сброса электрической нагрузки..... | 34 |

Р

| | |
|--|----|
| Резервный трансформатор собственных нужд | 28 |
| РТСН | 28 |

С

| | |
|--|----|
| САРЧМ..... | 34 |
| Система автоматического регулирования частоты и мощности | 34 |

Х

| | |
|---|---|
| Характерный признак разрыва газопровода | 8 |
|---|---|

Ц

| | |
|----------------------------------|---|
| Центральный щит управления | 4 |
| ЦЩУ..... | 4 |

Ч

| | |
|---------------------------------------|--------|
| Частотная делительная автоматика..... | 20 |
| ЧДА..... | 20, 22 |

[↑ в начало ↑](#)

Оглавление:

| | |
|---|----------|
| ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ | 2 |
| 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ..... | 2 |
| 1.1. Назначение и область применения | 2 |
| 1.2. Порядок организации работ при ликвидации аварий | 2 |
| 1.3. Рекомендации по составлению инструкции организации..... | 6 |
| 2. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ..... | 6 |
| 2.1. Нарушение топливоснабжения..... | 6 |
| 2.2. Разрыв мазутопроводов | 10 |
| 2.3. Загорание хвостовых поверхностей нагрева котлов | 11 |
| 2.4. Повреждение трубопроводов в пределах котлов | 11 |
| 2.5. Повреждение трубопроводов питательной воды и главных паропроводов | 12 |
| 2.6. Повреждение корпусов подогревателей высокого давления (ПВД)..... | 14 |
| 2.7. Повреждение маслосистемы турбины, сопровождающееся выбросом масла и его воспламенением | 15 |
| 2.8. Повреждение турбины из-за разгона роторов | 16 |
| 2.9. Нарушения технического водоснабжения и водно-химического режима | 17 |
| 3. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ АВАРИЙ..... | 19 |
| 3.1. Понижение частоты тока в энергосистеме | 19 |
| 3.2. Повышение частоты тока в энергосистеме | 22 |
| 3.3. Асинхронные режимы | 23 |
| 3.4. Разделение энергосистемы..... | 26 |
| 3.5. Понижение напряжения | 27 |
| 3.6. Повышение напряжения | 27 |
| 3.7. Несимметричные режимы и их ликвидация..... | 28 |
| 3.8. Ликвидация аварий в схеме собственных нужд электростанций | 28 |
| 4. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ СБРОСАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ | 29 |
| 4.1. Полный сброс электрической нагрузки без потери собственных нужд..... | 29 |
| 4.2. Полный сброс электрической нагрузки с потерей собственных нужд | 31 |
| 4.3. Частичный сброс нагрузки электростанции | 33 |
| 5. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЯХ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА | 36 |

¹ Текст этого документа взят из открытых источников и актуален на момент формирования 02.10.2020.

Мы стараемся поддерживать все документы [нашей библиотеки](#) в актуальном состоянии, но, в связи с занятостью [основной работой](#), гарантировать не можем, поэтому этот текст на сегодняшнюю дату может быть старым или уже отмененным. Уточняйте в официальных изданиях.

Предметный указатель и оглавление документа сформированы нами самостоятельно и не относятся к официальному тексту документа. Термины документа выделены, размечены по тексту и сведены в предметный указатель в полуавтоматическом режиме с помощью программы [FURDUS](#). О возможных неточностях, обнаруженных ошибках просьба сообщать на электронку admin@furdus.ru с указанием номера документа ПРИКАЗ 30.06.2003 N265 ИНСТРУК... Наша организация и администрация сайта не несут ответственности за возможный вред и/или убытки, возникшие или полученные в связи с использованием этого текста.



[на сайт](#)

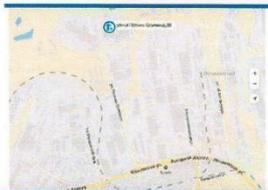
25 лет



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ **ТЕХКРАНЭНЕРГО**

Организация оказывает комплексы работ:

| | |
|--|--|
| <p>Экспертные услуги по промышленной безопасности</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Экспертиза промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, документации на опасных производственных объектах (ОПО) • Обследование строительных конструкций, зданий, сооружений. • Разработка планов мероприятий (ПЛА, ПМЛА), ПЛАРН, технологических регламентов, паспортов технических устройств, техническое освидетельствование. |
| <p>Консультационные услуги по промышленной безопасности</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Промышленный аудит предприятий, т.е. проведение обследования предприятий на соответствие требованиям промышленной безопасности. • Идентификация и классификация ОПО по четырем классам опасности, сопровождение в Ростехнадзоре. • Помощь при лицензировании деятельности на эксплуатацию ОПО. |
| <p>Проектирование</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Проектирование новых производств. • Инженерные изыскания (обследование, оценка состояния). • Разработка проектов технического перевооружения, консервации, ликвидации ОПО. • Негосударственная экспертиза проектной документации, сопровождение при прохождении гос. экспертизы проектной документации. • Энергоаудит - проведение энергетических обследований с составлением энергопаспортов, включая тепловизионное обследование зданий и сооружений, разработка программ энергосбережения. • Разработка схем теплоснабжения, водоснабжения, электроснабжения населенных пунктов. |
| <p>Оценка соответствия</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Сертификация оборудования на соответствие регламентам: ТР ТС 010/2011; ТР ТС 011/2011; ТР ТС 016/2011; ТР ТС 032/2013; ТР ТС 004/2011; ТР ТС 020/2011. • Оценка соответствия лифтов (декларация, полное и периодическое техническое освидетельствование). • Специальная оценка условий труда (рабочих мест). |
| <p>Обучение, аттестация</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Профессиональное обучение (более 150 рабочих профессий). Предаттестационная подготовка (промышленная безопасность, электробезопасность). Охрана труда. Пожарная безопасность. • Аттестация лабораторий и специалистов неразрушающего контроля (ЛНК) |
| <p>Экологическая безопасность</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Разработка проектов ПДВ, ПДС, обоснование деятельности по обращению с отходами. • Разработка проектов санитарно-защитной зоны предприятия (СЗЗ). • Лабораторные исследования, отбор и первичная обработка проб. |
| <p>Строительство, монтаж</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Электромонтажные, электроремонтные и электроизмерительные работы. • Испытания и измерения электроустановок потребителей. • Монтаж, наладка, ремонт и техническое обслуживание приборов безопасности. |



Наш сайт: krantest.ru Telegram-канал: [@tke_bot](https://t.me/tke_bot)

Кузнецов Максим Борисович

Почта: po@tke.ru

Телефоны: **+7 (4922) 33-15-50, +7 (910) 174-84-80**