# ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

**1. Подготовка к пуску и пуск турбины**

Нормальная работа турбинной установки складывается из нескольких характерных режимов: пуска, длительной работы на номинальной мощности или частичных нагрузках, переходных режимов, останова. Пуск турбины - одну из ответственных операций - выполняют, точно соблюдая Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также действующие инструкции. Особенностью пуска является необходимость прогрева металлоемкого оборудования: паропроводов, стопорных клапанов и арматуры, корпуса и ротора турбины. При слишком быстром прогреве в металле оборудования возникают большие разности температур, которые вызывают появление опасных температурных напряжений, тем больших, чем выше температура пара, его расход и разница температур между металлом и паром в начале пуска. Температура металла оборудования перед пуском зависит от того, сколько времени прошло с момента останова турбинной установки.

Паропроводы свежего пара и стопорные клапаны остывают двое-трое суток, а цилиндры турбины - только через пять-шесть суток. Температура оборудования зависит от времени простоя перед пуском.

Различают пуски из холодного, горячего и неостывшего состояний. Холодным называют такое состояние оборудования, когда котел и паропроводы блока остыли полностью, а температура металла турбины составляют не более 150°С. Мощные энергоблоки остывают до такого состояния за 90…100 ч. Горячим называют такое состояние, при котором металл турбины имеет температуру не ниже 420-450°С (обычно через 6…10 ч после останова). Состояния, соответствующие промежуточным температурам металла турбины, называют неостывшими.

Принципиально схема пуска при всех тепловых состояниях примерно одинакова. Начальное тепловое состояние оборудования в основном влияет на длительность отдельных операций, которые должны выполняться в строгом соответствии с указаниями станционной инструкции по пуску турбины.

Любой пуск включает в себя такие этапы, как подготовка к нему, прогрев паропроводов и арматуры, пуск конденсационной установки и турбины, синхронизация генератора, нагружение турбины. Проверка оборудования - важный элемент подготовки к пуску.

Перед пуском турбины обязательно проверяют исправность и положение всех ее запорных и управляющих органов и состояние-средств технологической защиты (плотность задвижек, стопорных и регулирующих клапанов и т. д.). При полностью закрытых регулирующих и стопорных клапанах и электрогенераторе, отключенном от сети, ротор турбины не должен вращаться. Если закрыт только стопорный или регулирующий клапан, ротор разгоняется паром, проходящим через неплотности между седлами и головками клапанов. Эти неплотности появляются в процессе работы, например из-за тепловых расширений. Нельзя пускать турбину, если неисправны элементы автоматической защиты (реле осевого сдвига, вакуум-реле, реле падения давления масла в системе смазки и др.). При срабатывании любой из защит турбины появляются световой и звуковой сигналы. До пуска должна быть проверена и опробована система регулирования и защиты турбины от разгона. Это особенно важно, так как разгон турбины при внезапном сбросе нагрузки может вызвать серьезную аварию, если неисправна система регулирования или защиты.

Особое внимание уделяют системе маслоснабжения турбины. Масло должно быть прозрачным, без влаги и механических примесей и иметь температуру не менее 40…45°С. При более низкой температуре масло становится слишком вязким, и ротор после пуска может начать вибрировать на масляной пленке. Для подогрева масла его до пуска некоторое время (особенно зимой) прокачивают масляным насосом через систему смазки. Нельзя пускать турбину, если неисправны один из вспомогательных масляных насосов или система автоматического включения резерва.

Перед пуском необходимо убедиться также, что все контрольно-измерительные приборы, позволяющие следить за режимом работы турбины и вспомогательного оборудования, исправны и включены, а дистанционное управление готово к работе.

Одной из первых пусковых операций является прогрев паропроводов свежего пара и промпересрева, а также стопорных клапанов турбины. В это время из паропроводов и органов паровпуска через дренажные линии отводится конденсат, образующийся при прогреве холодных стенок паром. Скорость прогрева паропроводов и стопорных клапанов обязательно контролируют. Контроль температуры позволяет следить за тепловым состоянием элементов и вести прогрев в точном соответствии с требованиями инструкции. Нельзя превышать предписанную инструкцией скорость прогрева, так как при слишком быстром прогреве из-за температурных напряжений в стенках паропроводов и стопорных клапанов могут появиться трещины. Во время прогрева необходимо следить по указателям в контрольных сечениях за перемещением паропроводов в результате расширения.

После прогрева паропроводов и стопорных клапанов включают систему маслоснабжения турбины, проверив уровень масла в масляном баке, а затем вспомогательный масляный турбонасос, после чего масло начинает поступать в систему смазки и регулирования. Давление, которое должен создать вспомогательный масляный насос, указано в инструкции по пуску. При давлении ниже необходимого ротор турбины задевает поверхности вкладышей подшипников. При малом давлении масла система регулирования турбины не работоспособна, так как развиваемые им усилия недостаточны для перемещения отдельных элементов системы регулирования (золотников, поршней и др.). Поэтому, если давление масла меньше указанного в инструкции, пуск турбины запрещается. При проверке системы следует убедиться, что масло поступает ко всем подшипникам и его температура после подшипников, а также давление в контрольных точках соответствует инструкции. Затем проводят пробный пуск валоповоротного устройства.

Следующей операцией является пуск конденсационной установки. До подачи пара на концевые уплотнения турбина и конденсационная установка заполнены воздухом атмосферного давления. Для эффективного конденсирования пара после турбины необходимо откачать этот воздух из конденсатора. Предварительно конденсатор заполняют конденсатом или химически очищенной водой, так чтобы уровень по водоуказательному стеклу находился на 3/4 его высоты, запускают циркуляционные насосы с закрытыми задвижками на напорной линии и подают в трубки конденсатора циркуляционную воду, для чего сначала открывают задвижки на выходе ее из конденсатора, а потом - на впуске. Затем включают конденсатные насосы, работающие в это время в режиме рециркуляции, и запускают основной и пусковой эжекторы, которые начинают откачивать воздух из конденсатора и корпуса турбины. После включения валоповоротного устройства, когда начинает вращаться ротор, пар подается на концевые уплотнения турбины. Если ротор неподвижен, подавать пар на концевые уплотнения нельзя. Из-за неравномерного прогрева возникает тепловой прогиб ротора и турбину нельзя будет пускать. Поступающий на уплотнения пар имеет температуру около 140°С и давление примерно 0,15кПа (1,1 мм рт. ст.). Температуру пара регулируют, впрыскивая в него конденсат. Количество пара, которое подается на уплотнения, зависит от давления в корпусе турбины и конденсаторе. По мере того как это давление уменьшается («углубляется вакуум»), расход пара на уплотнения увеличивают.

При вакууме в конденсаторе 40 кПа (300 мм рт. ст.) начинают сбрасывать пар и горячий конденсат из пускосбросных устройств и дренажей паропроводов, что уменьшает потери воды при пусках. Так как поступающий в конденсатор конденсат может быть загрязнен, его возвращают в цикл тепловой электростанции после очистки в блочной обессоливающей установке. Температура, при которой могут эксплуатироваться фильтры этих установок, ограничивает давление в конденсаторе. После прогрева паропроводов и стопорного клапана, проверки нормальной работы маслосистемы и конденсационной установки пар подается в проточную часть турбины. В конденсаторе в это время вакуум должен быть равен 53…77 кПа (400-500 мм. рт. ст.).

Когда под действием пара ротор начинает вращаться, валоповоротное устройство автоматически отключается. Момент начала ускорения вращения ротора под действием пара называют толчком ротора.

Вначале подают такое количество пара, которое обеспечивает частоту вращения ротора 400-500 об./мин., убеждаются, прослушиванием, в нормальной работе подшипников турбины и проверяют температуру масла после них. При вакууме в конденсаторе примерно 80 кПа (600 мм рт. ст.) отключают пусковой эжектор и оставляют работать только основной. К моменту выхода ротора турбины на номинальную частоту вращения вакуум должен быть не менее 86 кПа (650 мм рт. ст.).

Чтобы снизить температуру в выхлопной части низкого давления и не допустить ее перегрев, а также перегрев рабочих лопаток последней ступени, необходимо при работе на холостом ходу поддерживать вакуум на уровне 86 кПа. Особенно опасен перегрев турбин, у которых лопатки последней ступени выполнены из титановых сплавов, так как прочность этих сплавов значительно снижается с увеличением температуры.

Для каждой турбины существуют такие частоты вращения, при которых резко увеличивается вибрация турбоагрегата, т. е. роторы турбины и электрогенератора попадают в резонанс. Эти частоты, называемые критическими, необходимо «проходить» быстро и не допускать работу турбины при них. Когда частота вращения ротора увеличивается до 1500…2000 об./мин., убедившись, что главный масляный насос вступил в работу, отключают вспомогательный масляный турбонасос. Для проверки начала работы главного насоса уменьшают частоту вращения ротора вспомогательного масляного турбонасоса и следят за давлением масла. Если оно не падает, значит, главный масляный насос работает нормально. После этого частоту вращения ротора турбины доводят до номинальной, увеличивая пропуск пара через проточную часть, проверяют регулирование турбины, автомат безопасности и, если турбина устойчиво работает на холостом ходу, синхронизируют работу электрогенератора с сетью и подключают его к сети.

В мощных турбинах скорость прогрева металла корпуса и ротора существенно зависит от расхода пара и, следовательно, от нагрузки. Нагружать турбину нужно быстро, но с такой скоростью, при которой не возникает опасных температурных напряжений и деформаций. Именно такой график нагружения предписан инструкцией по пуску. Увеличение нагрузки быстрее, чем это допускается инструкцией, может привести к аварии. При нагружении турбины необходимо обращать внимание на работу системы обогрева фланцев и смещение ротора относительно корпуса. При нагрузке, равной 25…30% номинальной, расход пара, поступающего в конденсатор, достаточен, чтобы, отключив рециркуляцию конденсата, довести нагрузку турбины с заданной скоростью до номинальной.

Особенностью пусковых режимов блочных установок является то, что одновременно пускают котел и турбину. График и режим их пуска должны быть хорошо согласованы друг с другом. Пуск блоков из холодного состояния производят на скользящих параметрах. Котел постепенно увеличивает выработку пара, соответственно растут его давление и температура. Это позволяет экономить топливо, так как котел при пуске вырабатывает практически столько пара, сколько потребляется турбиной. В начальный момент пара требуется немного: для прогрева паропроводов и «разворота» ротора турбины. При пуске из холодного состояния прогревать паровпускные устройства и цилиндр высокого давления нужно паром возможно меньшей температуры, которая определяется пусковой схемой блока. Однако давление должно быть таким, чтобы температура была выше температуры насыщения не менее чем на 50°С. При меньшем перегреве в турбину может попасть влажный пар, вызывающий быстрый износ рабочих лопаток.

Наилучшие условия пуска создаются при температуре свежего пара 250…300°С. Пар такой температуры должен поступать в турбину при толчке ротора и увеличении частоты вращения до номинальной. При использовании в блоке прямоточных котлов без встроенных сепараторов пуск их возможен только при номинальном давлении, полностью открытых регулирующих клапанах турбины и закрытой главной паровой задвижке. Пар в турбину подается в обход главной паровой задвижки через байпасную линию с задвижкой, на которой он дросселируется до необходимых температуры и давления.

Особенности пуска блока с неостывшей турбиной связаны с тем, что металл турбины нагрет, а паропроводы успевают остыть и их необходимо прогреть. Кроме того, нельзя подавать в горячую турбину пар, температура которого ниже температуры металла. Расхолаживание корпуса и ротора турбины опасно тем, что могут возникнуть большие температурные напряжения, особенно в роторе. Для предупреждения расхолаживания температура свежего пара в трубопроводе перед главной паровой задвижкой должна за паровпускными устройствами не менее чем на 50°С превышать температуру наиболее нагретых частей турбины. Учитывая, что в перепускных трубах после главных паровых задвижек до турбины пар остывает, температура пара перед ними должна быть выбрана с запасом. Так, для блоков 300 МВт температура свежего пара должна быть больше температуры металла наружного корпуса ЦВД на80°С.

При останове блока на короткое время температура металла оказывается настолько высокой, что выполнить условие по перегреву пара оказывается невозможно. Поэтому при пуске после коротких простоев температура свежего пара должна быть номинальной. При пусках из горячего состояния особое внимание уделяют температурному режиму паропровода и турбины. Пуск производят очень быстро. Например, на блоке мощностью 300 МВт номинальную нагрузку набирают за 60…90 мин с момента растопки котла. Такое короткое время пуска требует жесткого соблюдения последовательности и продолжительности пусковых операций. Для четкого выполнения режима пуска из горячего состояния в рабочих инструкциях и сетевых графиках пусковые операции распределяются между работниками оперативной вахты.

Правила технической эксплуатации предписывают во время пуска блока из любого состояния контролировать скорость прогрева паропроводов, стопорных клапанов, пароперепускных труб, относительное удлинение и осевое положение роторов, вибрацию подшипников турбины, генератора и возбудителя, прогиб ротора части высокого давления турбины, разность температур в верхней и нижней частях ее цилиндров, фланцев и шпилек, температуру масла на сливе из подшипников.

При пуске турбины действующие на ротор и воспринимаемые упорным подшипником осевые усилия могут достигать предельных значений. При этом поверхности колодок подшипника могут подплавиться, в результате чего ротор будет задевать корпус. Поэтому во время пуска важно постоянно следить за осевым положением ротора. Об увеличении осевого усилия можно судить по температуре масла на сливе из упорного подшипника или упорных колодок.

Особо ответственным является пуск турбины после капитального ремонта. Операции, которые необходимо дополнительно провести в этом случае, оговариваются специальной инструкцией.

**2. Обслуживание турбины во время работы**

Безусловное и сознательное выполнение требований инструкций - главное условие обеспечения надежной работы турбины. При нормальной работе турбинной установки условия ее обслуживания , спокойные, ритм - монотонный. Но в случае возникновения аварийных ситуаций ритм работы резко возрастает, отдельные операции требуется выполнять быстро, в строго заданной последовательности. Поэтому последовательность операций необходимо не только запомнить, но и закрепить неоднократными тренировками на оборудовании с имитацией аварийных ситуаций.

При работе турбин следует проводить регулярные обходы по заранее разработанному маршруту, осматривать агрегат и вспомогательное оборудование, записывать необходимые показания приборов, периодически «прослушивать» турбину.

При эксплуатации паротурбинных установок должны выполняться определенные требования, предусматриваемые «Правилами технической эксплуатации». Так, должны обеспечиваться: надежность работы основного и вспомогательного оборудования; чистота проточной части турбины и теплообменных поверхностей конденсаторов, подогревателей и испарителей; экономический вакуум без переохлаждения конденсата, отсутствие повышенных присосов воздуха в вакуумную систему; нормальный подогрев конденсата и питательной воды во всех ступенях регенеративной установки.

Надежная и экономичная работа турбины зависит, прежде всего, от состояния ее проточной части, уплотнений диафрагм и концевых уплотнений. Износ рабочих и сопловых лопаток, появление на них отложений, износ уплотнений и диафрагм, изменение их формы и расположения относительно других элементов увеличивают потери в проточной части и снижают КПД установки в целом. Чрезмерный износ, уменьшение механической прочности, появление трещин в элементах проточной части и корпуса снижают надежность турбины. В наихудших условиях в проточной части турбины находятся рабочие лопатки, которые подвергаются силовому воздействию со стороны потока пара и центробежных сил, вибрируют из-за неравномерности потока пара, загрязняются и корродируют.

Увеличение температуры пара по сравнению с расчетной резко уменьшает надежность лопаток первых ступеней части высокого давления вследствие ухудшения механических свойств и роста скорости ползучести металла, увеличения вероятности появления трещин и других повреждений. Повышение температуры сказывается также на надежности других элементов турбины: корпуса, диафрагм, дисков, уплотнений, органов парораспределения.

Рабочие лопатки всех ступеней (кроме регулирующей) и диафрагмы оказываются наиболее нагруженными при максимальном расходе пара. Для турбин с сопловым парораспределением тяжелым является также режим работы с одним или двумя полностью открытыми регулирующими клапанами, при котором наибольшие напряжения возникают в рабочих лопатках регулирующих ступеней.

Уменьшение температуры по сравнению с номинальной также недопустимо, так как повышается влажность пара в последних ступенях и увеличивается число ступеней, работающих во влажном паре, которые подвергаются сильному эрозионному износу, что способствует возникновению дополнительных осевых усилий и росту нагрузки на упорный подшипник. Снижение температуры свежего пара уменьшает КПД турбины как само по себе, так и вследствие роста потерь в проточной части от повышенной влажности.

Во время регулярных обходов турбины кроме контроля режима работы проводят внешний осмотр и «прослушивание», которое позволяет обнаружить механические повреждения. Признаками повреждений являются появление слышимых металлических звуков и необычных шумов внутри турбины. При нормальном состоянии турбины слышен равномерный шум разных тонов. Регулярное «прослушивание» турбины позволяет привыкнуть к характеру этого шума и при появлении необычных звуков сразу же их обнаружить.

Внешний осмотр позволяет выявить трещины в трубопроводах, судить о нормальной работе подшипников и концевых уплотнений (появление дыма и искр из подшипников или уплотнений требует немедленного останова турбины). Особое внимание уделяют состоянию упорных подшипников при резком изменении нагрузки турбины. При сильном нагружении подшипников температуру баббитового слоя колодок измеряют термопарами (она не должна превышать 90°С).

Обязательным является также контроль вибрационного состояния турбины. На работающей турбине измеряют амплитуду вибраций подшипников в трех направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом. Вибрационное состояние турбины оценивают по двойной амплитуде вибрации того подшипника, который вибрирует больше остальных. Двойные амплитуды вибраций подшипников турбины, генератора и возбудителя турбоагрегатов мощностью 150 МВт и более, находящихся в эксплуатации, не должны превышать 30 мкм. Периодичность измерений вибраций подшипников зависит от вибрационного состояния турбины, которое оценивают, как отличное, хорошее или удовлетворительное. В турбинах отличного или хорошего вибрационного состояния измерения проводят 1 раз в месяц, а удовлетворительного - 1 раз в две недели. Контролируют вибрации при одной и той же нагрузке турбины (не менее 50% номинальной). Кроме периодических измерений вибрацию контролируют перед остановом турбоагрегата на капитальный ремонт, при вводе после капитального ремонта, а также при заметном повышении вибрации подшипников. До ремонта и после него вибрацию контролируют при нескольких установившихся режимах работы: на холостом ходу без возбуждения и с возбуждением, при половинной и полной нагрузке турбины.

**3. Обслуживание систем маслоснабжения, регулирования и защиты турбины**

Так как системы маслоснабжения различных турбин имеют свои особенности, прежде чем приступить к их обслуживанию, необходимо тщательно изучить схему, принцип действия, ознакомиться с инструкциями по эксплуатации и приобрести необходимые практические навыки. Несмотря на отличия и особенности систем маслоснабжения различных турбин, существуют общие требования, оговоренные «Правилами технической эксплуатации», которые необходимо соблюдать. Во время работы турбоагрегата следует постоянно контролировать давление и температуру масла в определенных точках маслосистемы. Особенно тщательно следят за температурой масла после подшипников. При обходе турбоагрегата обращают внимание на состояние насосов; проверяют температуру подшипников, устраняют протечки масла через уплотнения, следят за уровнем вибрации, не допускают перегрузки электродвигателя. Не допускается подтекание масла, а также его работа в местах соединений маслопровода при появлении на отдельных участках трещин из-за повышенной вибрации, которые при быстром развитии могут привести к разрушению.

Надежная работа маслосистемы обеспечивается включением в схему резервных масляных электро- или турбонасосов, которые при недопустимом снижении давления масла автоматически включаются в работу. Устройство автоматического включения и сами насосы должны опробоваться не реже 2 раз в месяц (без останова турбины). Для нормальной работы насосов необходимо постоянно отводить воздух из верхних точек их камер и трубопроводов, чтобы предупредить образование воздушных подушек. Попадание воздуха на рабочее колесо может привести к срыву работы насоса.

Для опробования насосов машинист турбины по указанию начальника смены или старшего машиниста поочередно включает их.

При пуске давление на линии нагнетания поднимается на 5- 10 кгс/см2 (0,05-0,1 МПа) и поток масла через подшипники увеличивается (что можно видеть через смотровые стекла на сливных маслопроводах после подшипников турбоагрегата); после подшипников температура масла уменьшается. Резервные масляные насосы подключают к маслосистеме так, чтобы их можно было опробовать в режиме автоматического запуска, для чего на том участке маслопровода, где подключено реле пуска маслонасоса, давление намеренно снижают до срабатывания реле. Результаты опробования устройств автоматического запуска и самих насосов заносят в журнал.

Надежность работы маслосистемы зависит также от качества и чистоты масла. В турбинном цехе качество масла контролируют 1 раз в сутки (в дневную смену). Кроме того, выполняют сокращенный анализ 1 раз в два месяца, если кислотное число не больше 0,5 мг КОН и масло полностью прозрачно, и 1 раз в две недели, если кислотное число больше 0,5 мг КОН и в масле содержатся шлам и вода. Если ежедневный контроль свидетельствует о резком ухудшении качества масла, проводят внеочередной анализ. Очищают и восстанавливают загрязненные масла в центральных масляных хозяйствах и на мощных тепловых электрических станциях.

Чистота масла обеспечивается фильтрами, установленными в масляном баке турбины. Загрязнение фильтров снижает давление в системе смазки из-за уменьшения производительности насоса. В результате к подшипникам поступает меньше масла, которое отводит меньше теплоты, что увеличивает нагрев подшипников.

Очищают фильтры по графику. После монтажа или ремонта это делают чаще, чем при обычной эксплуатации. Фильтры поочередно извлекают из масляного бака 1 раз в неделю и продувают сжатым воздухом. Машинист турбины во время замены фильтра и в течение 1 ч после ее должен наблюдать за давлением масла в системе смазки и температурой подшипников. Конструкция фильтров современных турбоустановок такова, что их очищают, не останавливая турбину. Поддержание необходимого качества и своевременное восполнение утечек масла из системы смазки, а также меры, предотвращающие его попадание на обмотки турбогенератора, входят в обязанности персонала турбинного цеха.

Обычно на маслопроводах и трубопроводах охлаждающей воды возле маслоохладителей устанавливают запорную арматуру, позволяющую отключить любой маслоохладитель от маслосистемы, что бывает необходимо, например, при обнаружении утечки масла через маслоохладитель. Ошибочное отключение маслоохладителей приводит к подплавлению подшипников турбины, поэтому маховики всех задвижек, которыми можно перекрыть доступ масла к турбине, пломбируют, о чем начальник смены или старший машинист делает запись в оперативном журнале. Целостность пломб на маховиках машинист проверяет при приемке смены. Необходимые отключения или переключения маслоохладителей производит дежурный персонал турбинного цеха с ведома дежурного инженера станции под руководством начальника смены или старшего машиниста, о чем делается запись в оперативном журнале.

Все турбинные установки имеют системы автоматического регулирования, сигнализации и защиты, которые освобождают обслуживающий персонал от необходимости управлять различными процессами. Системы регулирования и парораспределения и связи между ними имеют большое количество трущихся соединений. Силы трения в них и люфты снижают чувствительность системы регулирования, что вызывает неустойчивость работы турбины либо более серьезные последствия. Так, если силы трения велики, возможно заклинивание штоков регулирующих клапанов и сервомоторов. Это случается, если они длительное время находились в неизменном положении, а также при отложении между штоком и корпусом солей, которые выделялись из просачивающегося вдоль штока пара. При таком заклинивании в случае аварийного отключения электрогенератора от сети доступ пара в турбину не прекращается, что может привести к аварии турбоагрегата.

«Правилами технической эксплуатации» предусмотрено ежедневное «расхаживание» клапанов на часть хода, для чего их перемещают вверх-вниз на небольшое расстояние. Шток при этом перемещается относительно корпуса и разрушает постоянно возникающие солевые отложения. На стопорных клапанах предусматривают специальные устройства. Для расхаживания регулирующих клапанов изменяют нагрузку турбины. Эту операцию выполняют не реже 1 раза в две недели, наблюдая, насколько плавно изменяется нагрузка турбины при изменении положения синхронизатора.

Надежность обратных (невозвратных) клапанов отборов проверяют 1 раз в месяц. Свободу движения клапана контролируют механическим перемещением его тарелки. Плотность закрытия обратных клапанов обычно проверяют паром от постороннего источника на холостом ходу турбины. Если клапан садится неплотно, часть пара через неплотность посадки будет проникать в турбину и «разгонять» ротор.

Защита от повышения частоты вращения - одна из важнейших защит, которая предотвращает разрушение турбины даже в том случае, если не срабатывает система регулирования. Автомат безопасности срабатывает только в аварийной ситуации. Во время длительной эксплуатации турбины при нормальных режимах, несмотря на специально принимаемые меры, на автомате оседают влага, отложения из турбинного масла и др., в результате чего детали загрязняются, возникает коррозия на их поверхности и возможно несрабатывание автомата при недопустимой частоте вращения.

Автоматы безопасности современных турбин имеют специальную систему для проверки на номинальной частоте вращения «расхаживания» бойков. С помощью этой системы автомат опробуют не реже 1 раза в 4 месяца. Если турбина не имеет специальной системы для опробования автомата на номинальной частоте вращения, проверку проводят, повышая частоту вращения на холостом ходу выше номинальной до срабатывания автомата безопасности. Если частота вращения примерно на 12% превысила номинальную, а автомат безопасности не сработал, необходимо для останова турбины вручную выбить предохранительный выключатель и устранить неисправность.

Широкое распространение нашли системы регулирования, в которых в качестве рабочего тела используют конденсат после конденсатных насосов. Такие системы снабжаются фильтрами, требующими периодической очистки. На фильтре устанавливается дифференциальный манометр со световой сигнализацией, позволяющий измерять разницу давлений (перепад) до фильтра и после него. Если перепад давлений больше указанного заводом-изготовителем, это свидетельствует о загрязнении фильтра. Для очистки рабочего фильтра включается резервный. Рабочий фильтр промывается обратным потоком воды. После промывки этот фильтр переводят в резерв. Обычно пропускная способность фильтра восстанавливается через 10-15 мин.

турбинный пуск эксплуатация обслуживание

**4. Обслуживание конденсационной установки и вспомогательного оборудования**

Конденсационная установка

Конденсатор должен обеспечивать необходимое давление пара за турбиной, которое зависит от режима ее работы, температуры и расхода охлаждающей воды, воздушной плотности вакуумной системы, состояния поверхности охлаждения и режима работы воздухоудаляющего устройства (эжектора). При увеличении давления в конденсаторе мощность турбины уменьшается. Для каждого типа турбины существует определенная зависимость изменения мощности от давления в конденсаторе. В процессе эксплуатации периодически необходимо проверять плотность вакуумной системы и устранять присосы воздуха, которые определяют на остановленной турбине. Для этого вакуумную систему заполняют водой и о наличии присосов судят по местам течей. При эксплуатации количество воздуха, отсасываемого пароструйным эжектором, измеряют дроссельным расходомерным устройством.

Необходимо также вести контроль за жесткостью выходящего из конденсатора конденсата. Отбирая пробы и проводя химический анализ, следят за водяной плотностью конденсатора, которая должна быть такой, чтобы обеспечивалось необходимое качество конденсата. На качество конденсата влияют присосы воздуха на участке трубопровода от конденсатора до конденсатного насоса. Вместе с воздухом подсасывается кислород, вызывающий коррозию элементов оборудования. Для проведения химического анализа на содержание кислорода в конденсате после каждого конденсатного насоса 1 раз в сутки отбирают пробу. При увеличении содержания кислорода в конденсате обнаруживают и устраняют места присосов воздуха.

Давление пара в конденсаторе зависит от состояния поверхностей его трубок, загрязнение которых приводит к ухудшению условий охлаждения и конденсации пара. Большое значение для предупреждения загрязнения трубок имеют профилактические мероприятия. При развитии водной растительности в водохранилищах-охладителях, брызгальных бассейнах, резервуарах и оросителях градирен воду обрабатывают медным купоросом, соблюдая правила безопасности. Купорос позволяет избавиться от низших водорослей, не нанося ущерба рыбному хозяйству, так как вводится в воду в ничтожно малых дозах. На водохранилищах-охладителях регулярно контролируют качество воды. При загрязнении воды промышленными и бытовыми стоками принимают меры, устраняющие причины загрязнения.

Заметно влияет на эффективность работы конденсационной установки переохлаждение конденсата. Для снижения переохлаждения конденсата необходимо поддерживать его уровень ниже нижнего ряда трубок конденсатора, максимально увеличивать плотность вакуумной системы, следить за исправностью воздухоотсасывающих устройств.

Снижение абсолютного давления в конденсаторе ведет к росту мощности турбины при одном и том же расходе пара, так как увеличивается располагаемый теплоперепад. Однако беспредельно уменьшать давление в конденсаторе бессмысленно, так как, начиная с некоторого его значения, скорость пара на выходе из рабочих каналов последней ступени достигнет скорости звука, пропускная способность последней ступени будет исчерпана и дальнейшее снижение давления не приведет к приросту мощности турбины. При уменьшении давления в конденсаторе мощность турбины увеличивается на DNТ. Однако для этого необходимо прогонять через конденсатор больше охлаждающей воды и, следовательно, увеличить мощность, потребляемую циркуляционными насосами на DNН, поэтому фактический выигрыш мощности турбогенератора равен разности этих величин:

DNЭ =DNТ -DNН.

В конденсаторе следует поддерживать такое давление, чтобы выигрыш в мощности турбогенератора DNЭ был наибольшим. При каждом расходе пара через турбину при заданной температуре охлаждающей воды перед конденсатором существует вполне определенный расход охлаждающей воды, обеспечивающий наивыгоднейшее давление в конденсаторе. Соответствующий этому давлению вакуум в конденсаторе, называемый экономическим, должен поддерживаться в течение всего времени эксплуатации.

Регенеративные подогреватели

При обслуживании регенеративных подогревателей в первую очередь контролируют температуру и давление греющего пара, а также питательной воды до подогревателей и после них. Кроме того, необходимо следить за расходами питательной воды, пара и конденсата греющего пара. Подогреватели высокого давления обязательно снабжают автоматическими защитными устройствами от переполнения парового пространства водой, чтобы она не попала в паровое пространство турбины. Защита отключает подачу питательной воды в группу подогревателей, как только уровень ее в корпусе любого из них поднимается до аварийного; одновременно, прекращается доступ пара в подогреватели. В мощных блоках предусмотрена вторая ступень защиты, которая отключает блок, если после срабатывания первой ступени уровень воды в подогревателе поднимается более чем на 2,5 м. Защиту от повышения уровня и связанную с ней сигнализацию опробуют не реже 1 раза в 3 месяца и перед каждым пуском подогревателя.

Деаэрационная установка

При эксплуатации деаэрационной установки необходимо прежде всего руководствоваться инструкцией. Обслуживание деаэратора состоит из нескольких этапов. Первый из них - подготовка деаэратора к включению. На этом этапе необходимо проверить исправность контрольно-измерительных приборов, указателя уровня воды, арматуры, фланцевых соединений и предохранительных устройств (гидрозатвора, предохранительного клапана). Все задвижки на линиях подвода конденсата, греющего пара и химически очищенной воды должны быть закрыты. Следующим этапом является включение деаэратора, которое разрешается лишь после его осмотра и подготовки. Деаэратор заполняют химически очищенной водой и проверяют заполнение водой гидрозатвора. Перед прогревом полностью открывают вентиль на линии удаления газов из деаэратора. Затем прогревают воду в деаэраторе паром от постороннего источника, который подают через барботажные сопла. Для этого на всех деаэраторах блочных установок имеется резервный подвод-пара от постороннего источника. Резервный подвод пара от соседних блоков используют для деаэрации воды как при растопке котла, так и при сбросе нагрузки.

При непродолжительной остановке блока в деаэраторе поддерживают небольшой вакуум (около 0,05 кг/см2) паром от постороннего источника. Это позволяет предотвратить попадание кислорода из окружающего воздуха в конденсат и держать деаэратор в постоянной готовности к пуску блока. По окончании прогрева воды конденсат от турбины и химически очищенную воду через холодильник деаэратора подают в его головку, куда затем поступает греющий пар. Конденсат от подогревателей сетевой воды и подогревателей высокого давления подается после включения их в работу. Автоматические регуляторы давления и уровня включаются после того, как установлен нормальный режим работы деаэратора.

Необходимо регулярно осматривать деаэрационную установку В соответствии со сроками, указанными в инструкции по эксплуатации, выявляя места «парений» и течи из фланцевых соединений паропроводов, водопроводов и сальников задвижек, проверяя заливку гидрозатвора и исправность теплоизоляции, а также контролируя показания приборов, уровень воды в баке, давление в верхней части головки и температуру воды в аккумуляторном баке. Для остановки деаэратора отключают подачу конденсата, греющего пара и очищенной воды.

Снабжение потребителей паром

Промышленные предприятия обычно используют пар повышенной температуры, который поступает из отборов конденсационных турбин или после турбин с противодавлением. Расход потребляемого пара зависит от режима работы предприятий. Для бесперебойного снабжения предприятий паром на электростанциях обычно параллельно с турбинами, от которых отбирается пар, имеются резервные установки - редукционные (РУ), редукционно-охладительные (РОУ) и быстродействующие редукционно-охладительные (БРОУ). Эти установки включаются автоматически и расход пара через них автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью регулятора давления. Резервные установки обеспечивают также потребителей паром при выходе из строя основного источника.

Каждая редукционно-охладительная установка снабжена предохранительными клапанами, установленными в той ее части, где подготовляется пар с давлением и температурой, необходимой потребителю. «Правилами технической эксплуатации» запрещается эксплуатировать редукционно-охладительные установки, если предохранительные клапаны отключены или неисправны. Предохранительные клапаны проверяют не реже 1 раза в полгода, а также перед каждым включением и после монтажа или ремонта. Если предохранительные клапаны отключены, или неисправны, при отказе регулятора давления в паропроводах, подающих пар к потребителю, давление может превысить допустимое. В этом случае агрегаты, потребляющие пар на предприятиях, могут быть выведены из строя.

Теплофикационная установка

Для снабжения потребителей теплоты обычно в качестве теплоносителя используют воду. Режим работы теплофикационных установок определяется необходимой температурой воды в подающем трубопроводе, зависит от давления. и расхода в этом трубопроводе и от давления в обратном. Эти данные диспетчер тепловой сети ежесуточно задает персоналу тепловой электрической станции. Обратная вода из тепловой сети поступает в конденсатор турбины (если она работает с ухудшенным вакуумом) или в сетевой подогреватель. При работе сетевых подогревателей необходимо следить за уровнем конденсата, который образуется из пара, обогревающего трубки с сетевой водой. Обычно необходимый уровень конденсата поддерживается автоматически регулятором уровня и устройством сброса конденсата.

При конденсации греющего пара в паровом пространстве сетевого подогревателя, так же как и в конденсаторе, остаются несконденсировавшиеся газы, в основном воздух, присутствие, которого резко уменьшает интенсивность отдачи теплоты паром. Для отсоса газов служит специальный эжектор, выбрасывающий их в атмосферу, или паровое пространство сетевого подогревателя соединяют с конденсатором, куда отсасывается паровоздушная смесь.

При эксплуатации сетевых подогревателей неконденсирующиеся газы должны отсасываться непрерывно.

Скорость изменения температуры горячей воды, отпускаемой потребителю, ограничена и не должна превышать 30°С в час. Если при изменении режима работы теплофикационных установок это условие не выполняется, возможны разрывы сварных швов трубопроводов, по которым подается вода, либо сдвиг или разрушение опор, на которых они установлены.

В реальных условиях даже в замкнутых тепловых сетях наблюдается утечка воды через неплотности в соединениях труб, сальников, арматуры и др. Для восполнения потерь устанавливают специальные подпиточные насосы, которые подают подпи-точную воду в обратный трубопровод. Сетевые и подпиточные насосы должны иметь задвижки и обратные клапаны на стороне нагнетания. Обратный клапан служит для защиты насоса от разрушения гидравлическим ударом, возникающим при его останове. Задвижка, устанавливаемая после обратного клапана, необходима для отключения насоса от магистрали, если необходим профилактический осмотр или ремонт.

**. Эксплуатация питательных насосов**

Питательные насосы обслуживают в точном соответствии с инструкцией. Перед пуском при внешнем осмотре насоса необходимо убедиться, что ремонт и монтаж закончены, рабочая площадка освобождена от приспособлений и инструментов, установлены и. закреплены ограждения муфт, электродвигатель заземлен, положение задвижек и вентилей соответствует пусковой схеме, Обычно вентили на рециркуляционной и всасывающей линиях должны быть открыты, а на линии нагнетания - закрыты. Кроме того, проверяют исправность контрольно-измерительных приборов, наличие масла и осевое положение ротора насоса. Если насос сблокирован с другими насосами, необходимо, перед пуском отключить блокировку.

Все питательные насосы снабжены рядом защит: от понижения давления питательной воды в линии нагнетания до обратного клапана и масла перед подшипниками; от недопустимо большого осевого смещения ротора; от уменьшения расхода воды через насос. Эти защиты позволяют предотвратить повреждение самого насоса и избежать развития аварии и повреждения другого оборудования энергоблока. «Правилами технической эксплуатации» запрещается пуск питательного насоса, если неисправна хотя бы одна из защит или какое-либо средство дистанционного управления, которым обслуживающий персонал пользуется в том случае, когда не срабатывает защита.

После пуска насоса при работе на рециркуляцию необходимо контролировать температуру воды перед насосом и после него, осевое положение ротора, уровень вибрации. При нормальной работе насос подключают к питательной магистрали.

Режим пуска питательного турбонасоса имеет особенности, связанные с подготовкой и пуском приводной паровой турбины (особенности пуска турбин были рассмотрены выше). На каждой электростанции имеются резервные питательные турбонасосы, которые запускаются автоматически при недопустимом уменьшении давления питательной воды. Так как при возникновении аварийной ситуации резервный питательный турбонасос должен быть немедленно запущен в работу, он постоянно находится в готовности к пуску. Задвижки на напорных и всасывающих трубопроводах резервных питательных насосов должны быть открыты; к стопорному клапану приводной турбины должен быть подведен пар; паропровод, арматура и турбина должны быть прогреты; через дренажи удален весь конденсат. При соблюдении этих условий быстрый пуск не вызовет повреждения турбины. При пуске резервный питательный насос медленно набирает обороты и постоянно растет давление в линии нагнетания до обратного клапана. Когда давление, развиваемое насосом, становится больше давления в магистрали питательной воды, начинается подача воды в котел от резервного насоса. Резервные насосы опробуют не реже 1 раза в месяц. Это необходимо для опробования всей системы автоматического ввода резерва, так как в работе автоматических устройств, бездействовавших длительное время, возможны отказы. Насос при этом нагружается до полной производительности и некоторое время находится в пробной эксплуатации. При этом основной питательный насос останавливают.

Для надежной защиты турбопривода от разгона в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» не реже 1 раза в полгода, а также после ремонта или простоя более 1 месяца проводят испытания автомата безопасности турбины. При обслуживании питательного насоса наблюдают показания контрольных приборов, следят за нормальной работой электро- или турбопривода, а также систем смазки и охлаждения. При аварийном останове основного питательного насоса пускают резервный.

**6. Плановый и аварийный остановы турбины**

При плановом останове турбины известны время и цель. Время и причины аварийного останова турбины, заранее неизвестны. Останов турбины производят в основном двумя способами: без расхолаживания и с расхолаживанием. «Правила технической эксплуатации» не предписывают единых жестких требований к режимам останова, так как каждая установка, имеет свои особенности. Общими требованиями являются проверка исправности и опробование резервных и аварийных масляных насосов, а также стонорного клапана.

При останове турбины без расхолаживания важно так подобрать режим, чтобы возможно дольше сохранить ее в горячем состоянии. Например, при останове блока мощностью 300 МВт сначала производят плавную разгрузку до 150 МВт. На этом режиме блок еще работает устойчиво (по условиям работы питательного турбонасоса). Затем котел гасят, в течение 1-2 мин турбину разгружают до 90-100 МВт и отключают. При этом давление в котле сохраняется близким к номинальному и блок находится в состоянии «горячего резерва».

При нулевом расходе пара цилиндры среднего и низкого давления быстро разогреваются до недопустимых температур, если электрогенератор не отключен от сети и ротор вращается на холостом ходу. Потери на вентиляцию преобразуются в теплоту, которая разогревает турбину. Поэтому работа на беспаровом режиме не должна превышать 10…20 мин. Из этого состояния можно наиболее быстро выйти на исходную нагрузку.

При останове турбины с расхолаживанием следует поддерживать температуру пара не менее чем на 50°С больше, чем температура насыщения при данном давлении. Это условие необходимо, чтобы в турбину не попал влажный пар. Начиная с определенного давления, система автоматики перестает работать и далее температуру свежего пара снижают с помощью ручного управления. Из-за трудности ручного управления на этом этапе допускается поочередное изменение паропроизводительности, температуры и давления свежего пара. Одновременное снижение паропроизводительности, давления и температуры свежего пара возможно в конце расхолаживания при сепараторном режиме. Расхолаживание можно вести без перевода котла на сепараторный режим, т. е. на прямоточном режиме, как это делается на блоках 300 МВт. При постоянных параметрах свежего пара блок разгружают примерно наполовину. Затем закрывают встроенные задвижки котла и полностью открывают регулирующие клапаны турбины при необходимом снижении температуры и давления пара. Далее при постоянных температуре и давлении паропроизводительность котла уменьшают до растопочной. На последнем этапе часть пара через БРОУ сбрасывают в конденсатор турбины, и расход пара через турбину уменьшается. Для прекращения подачи пара в турбину закрывают стопорный кран и отключают электрогенератор. При этом остается подача пара на уплотнения и запускается резервный масляный насос.

При выбеге ротора турбины ее необходимо «прослушивать». В это время ротор вращается по инерции, пар не шумит внутри турбины, поэтому и хорошо прослушиваются посторонние звуки. С момента прекращения подачи пара в проточную часть до полной остановки ротора проходит определенное для каждой турбины время. Согласно «Правилам технической эксплуатации» время выбега ротора определяют при всех остановах турбины. Через 200…300 ч эксплуатации на исправной турбине проводят специальные испытания, во время которых снимают график выбега ротора при ее останове с нормальным вакуумом в конденсаторе. Этот график показывает зависимость частоты вращения ротора от времени с момента закрытия стопорного клапана до момента полной остановки ротора. Такой график имеется у машиниста турбины. При изменении состояния турбины (увеличении трения в подшипниках или редукторах, задеваниях) время выбега заметно, уменьшается. Задевания легко определяют на слух во время выбега ротора. Появление неплотностей в стопорном или регулирующих клапанах и запорной арматуре отборов также увеличивает время выбега ротора. Об отклонении времени выбега более чем на 2-3 мин от контрольного ставят в известность дежурного инженера станции и руководство цеха. Для разных турбин время выбега колеблется от 20 до 30 мин.

После снижения частоты вращения ротора до 400-500 об/мин, уменьшая подачу .пара в конденсатор, чтобы к моменту остановки ротора в нем установилось атмосферное давление, одновременно уменьшают подачу пара на эжекторы: Сразу после остановки ротора включают валоповоротное устройство, время работы которого для каждой турбины оговорено инструкцией и обычно составляет несколько часов. В это время масло на смазывание подшипников подается от резервного масляного насоса.

Конденсатные насосы останавливают после прекращения подачи пара в турбину. Через 1 ч после полного останова турбины можно остановить циркуляционные насосы. Заключительной операцией является закрытие всех запорных органов паропровода. Паропровод, подводящий пар к турбине, отключают от паровой магистрали и соединяют с атмосферой. При останове турбины необходимо следить за разницей температур между верхом и низом ее корпуса, фланцами и шпильками, наружными и внутренними стенками стопорных клапанов и паропроводов.

К плановому относят также режим останова, близкий к аварийному, при испытаниях на мгновенный сброс нагрузки для проверки системы регулирования. Программа этих испытаний утверждается главным инженером станции, а подготовка и сами испытания ведутся в присутствии начальника цеха или его заместителя. Оброс нагрузки проводят, начиная с 50% от номинальной, а затем с 75 и со 100%. При этом температура и давление пара не должны отличаться от нормальных более чем на 5%. Есл;и после отключения генератора от сети срабатывает автомат безопасности, испытания прерывают для наладки системы регулирования. При нормальной работе системы регулирования турбогенератор удерживается на холостом ходу при сбросе любой нагрузки.

При возникновении аварийных ситуаций, если не сработала одна из защит, персонал обязан прекратить доступ пара в турбину командой с дистанционного щита управления или нажатием кнопки автомата безопасности на корпусе переднего подшипника. При. этом необходимо убедиться, что стопорный и регулирующий клапаны закрылись, и подать на главный щит управления сигнал «Машина в опасности». «Правилами технической эксплуатации» предусмотрены следующие основные причины останова:

· частота вращения ротора выше уровня, при котором срабатывает автомат безопасности;

· недопустимо большие осевой сдвиг или относительное перемещение ротора турбины;

· резкие отклонения температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева от установленных верхних и нижних предельных значений;

· слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;

· появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;

· внезапная сильная вибрация турбоагрегата;

· появление признаков гидравлических ударов в паропроводахсвежего пара или турбине;

· разрыв или трещины в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева или отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в корпусах клапанов и распределительных коробках;

· воспламенение масла на турбине и невозможность немедленной ликвидации пожара имеющимися средствами;

· уменьшение разности давлений между маслом и водородом ниже предельного значения;

· недопустимое снижение давления масла в системе смазки турбины или его уровня в масляном баке, а также недопустимое повышение температуры масла на сливе из любого подшипника или на любой из колодок упорного подшипника;

· снижение вакуума в конденсаторе до аварийного. После закрытия стопорного клапана отключают от сети генератор и перекрывают доступ пара к стопорному клапану и отборам турбины.

Для этого закрывают главные паровые задвижки на паропроводах регулируемых отборов. Время работы на беспаровом режиме ограничено.

В ряде случаев немедленный останов турбины не требуется. Решение о времени останова принимает главный инженер электростанции. «Правила технической эксплуатации» предусматривают необходимость разгружения или останова турбины в случаях заеданий стопорных клапанов свежего пара или пара промежуточного перегрева, регулирующих клапанов или обратных клапанов отборов; при ненормальной работе вспомогательного оборудования (невозможности устранения причин нарушения нормальной работы без останова турбины); обнаружении свищей в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева и отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках.

**7. Работа турбины на скользящих параметрах**

Энергоблоки почти всех электростанций, использующих органическое топливо, работают не только на номинальной мощности, но и изменяют свою нагрузку. При снижении нагрузки энергоблока кпд турбины и котла заметно уменьшаются. Как при дроссельном, так и при сопловом парораспределении кпд турбины резко падает с уменьшением нагрузки в результате снижения расхода пара прикрытием регулирующих клапанов. Уменьшение расхода пара сопровождается падением температуры и давления за регулирующими клапанами (пар дросселируется). При этом питательный насос работает на полную мощность, поднимая давление питательной воды до номинального.

Значительно уменьшить потери при работе на малых нагрузках позволяет регулирование мощности турбины способом скользящего давления (при работе турбины на скользящих параметрах) В этом случае регулирующие клапаны турбины все время полностью открыты, пар не дросселируется и его расход изменяется вследствие изменения давления в котле: чем ниже нагрузка турбины тем меньше должно быть давление пара в котле, а его температура при этом остается постоянной. Работа на скользящих параметрах позволяет уменьшить потери от дросселирования пара в регулирующих клапанах и снизить затраты энергии на привод питательного насоса, так как в этом случае он должен развивать давление, значительно меньшее номинального. При малых нагрузках этим способом можно увеличить на 2…2,4% экономичность блоков мощностью 300 МВт.

Кроме того, работа при малых нагрузках на скользящих параметрах увеличивает надежность работы котла, паропровода свежего пара турбины. Трубчатые поверхности нагрева котла при этом работают при пониженном давлении, следовательно, при меньших напряжениях. Турбина практически все время работает при постоянной температуре. Таким образом, уменьшение нагрузки не вызывает появление больших температурных напряжении в стенках корпуса турбины и фланцах и опасных температурных перекосов ее корпуса.

Недостатком регулирования мощности скользящим давлением является уменьшение скорости изменения нагрузки, а следовательно снижение приемистости. Так как регулирующие клапаны турбины открыты полностью, увеличение мощности увеличением расхода пара при открытии регулирующих клапанов невозможно. Расход пара будет увеличиваться только при повышении его давления что, в свою очередь определяется особенностями работы котла. Котел не может быстро изменять давление и, следовательно, возможность изменения нагрузки при работе на скользящем давлении полностью зависит от инерционности котла.