TURBINAS DE VAPOR PARA SERVICIO GENERAL

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:

ING. JORGE M. SALGADO GALICIA
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. CARLOS ALBERTO TREVIÑO MEDINA
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS
DCA-781-2011

APRUEBA:

ING. CARLOS RAFAEL MURRIETA CUMMINGS
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

CONTENIDO

CAPÍTULO **PÁGINA**

0. INTRODUCCIÓN. 5
1. OBJETIVO. 5
2. ALCANCE. 5
3. CAMPO DE APLICACIÓN. 6
4. ACTUALIZACIÓN. 6
5. REFERENCIAS. 6
6. DEFINICIONES. 8
7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS. 11
8. DESARROLLO. 11
8.1 Diseño básico. 11
8.1.1 Generalidades. 11
8.1.2 Carcasa a presión. 14
8.1.3 Accesorios de la carcasa. 16
8.1.4 Conexiones a la carcasa. 16
8.1.5 Fuerzas y momentos externos. 18
8.1.6 Elementos rotatorios. 18
8.1.7 Sellos. 19
8.1.8 Dinámica. 20
8.1.8.1 Velocidades críticas. 20
8.1.8.2 Análisis lateral. 21
8.1.8.3 Análisis Torsional. 21
8.1.8.4 Vibración y Balanceo. 22
8.1.9 Chumaceras y caja de chumaceras. 23
8.1.10 Lubricación. 29
8.1.11 Placa de datos y flechas de rotación. 31
8.2 Materiales. 31
8.2.1 Generalidades. 32
8.2.2 Fundiciones. 32
8.2.3 Forja. 33
8.2.4 Soldadura. 33
8.3 Accesorios. 34
8.3.1 Engranes. 34
8.3.2 Coples y guardacoples. 34
8.3.3 Placas de montaje. 36

CONTENIDO

CAPÍTULO **PÁGINA**

8.3.4 Control e instrumentación. 38
8.3.4.1 Generalidades. 38
8.3.4.2 Sistemas de control de gobierno de velocidad. 39
8.3.4.3 Sistemas de paro por sobrevelocidad. 41
8.3.4.4 Panel de Instrumentación y control. 42
8.3.4.5 Instrumentación. 43
8.3.4.6 Alarmas y paros. 44
8.3.4.7 Sistema Eléctrico. 45
8.3.5 Tuberías y accesorios. 46
8.3.6 Herramientas especiales. 49
8.3.7 Aislamiento y chaquetas. 49
8.3.8 Motores eléctricos. 49
8.4 Inspección. 49
8.4.1 Generalidades. 49
8.4.2 Inspección. 50
8.4.3. Inspección de materiales. 50
8.4.4 Inspección mecánica. 51
8.5 Pruebas. 51
8.5.1 Generalidades 51
8.5.2 Prueba hidrostática. 52
8.5.3 Prueba de giro mecánico. 52
8.5.4 Pruebas opcionales. 54
8.6 Almacenamiento y transporte. 54
8.7 Documentación. 56
8.7.1 Generalidades. 56
8.7.2 Documentación a entregar por el proveedor o contratista con la propuesta técnica. 57
8.7.3 Datos del contrato. 59
8.8 Garantías. 61
8.8.1 Mecánica. 61
8.8.2 Funcionamiento. 61
9. RESPONSABILIDADES. 61
10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES. 62
11. BIBLIOGRAFÍA. 62
12. ANEXOS. 66

0. INTRODUCCIÓN.

Las turbinas de vapor son máquinas térmicas que aprovechan la energía térmica del vapor para transformarla en energía cinética útil para el accionamiento de equipos mecánicos tales como compresores, bombas, entre otros; éstas son usadas en las instalaciones industriales de PEMEX, sobre todo en instalaciones terrestres en las cuales se generan cantidades importantes de vapor de diferentes calidades y que se puede aprovechar en las turbinas de vapor, por lo que la adquisición de estos equipos resulta necesaria.

Con base a lo anterior, a la normatividad internacional y extranjera y a la experiencia de la industria petrolera, en las instalaciones industriales de PEMEX, se utilizan dos tipos de turbinas de vapor: las turbinas de vapor para servicio especial utilizadas para accionar equipo mecánico que trabaja de manera continua en servicios críticos y las turbinas de vapor para servicio general que se utilizan como relevo para accionamiento de equipo mecánico en servicios no críticos y son las descritas por esta norma de referencia.

En la elaboración de la presente norma de referencia participaron los siguientes Organismos, Empresas e Instituciones:

Petróleos Mexicanos

Pemex Exploración y Producción

Pemex Refinación

Pemex Gas y Petroquímica Básica

Instituto Mexicano del Petróleo

Fluidos Técnicos, S.A. de C.V.

1. OBJETIVO.

Establecer los requisitos técnicos y documentales que deben cumplir las Turbinas de Vapor para Servicio General que se adquieran en las instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

2. ALCANCE.

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos de diseño, materiales, inspección, pruebas, preparación para embarque y documentación para la adquisición de Turbinas de Vapor para Servicio General incluyendo el suministro del sistema de lubricación, equipo y accesorios auxiliares, utilizadas en las instalaciones de PEMEX.

Esta norma de referencia cubre turbinas de vapor horizontales para servicio general de contrapresión, usadas para accionamiento de equipo mecánico que es usualmente utilizado como relevo, son relativamente pequeñas en tamaño (potencia) y no se usan para servicios críticos. Son generalmente utilizadas donde las condiciones de

vapor no exceden una presión de 48 bar man (700 lbs/pulg^2 man) y una temperatura de 400 ^oC (750 ^oF) o donde la velocidad no exceda 6000 r/min.

Se excluyen, las Turbinas de Vapor para Servicio Especial, las cuales deben ser de acuerdo a la NRF-170-PEMEX-2007.

Esta norma de referencia no cubre turbinas tipo condensación total, turbinas con extracción controlada, turbinas con extracción no controlada o la combinación de ellas.

3. CAMPO DE APLICACIÓN.

Esta norma de referencia es de aplicación general y observancia obligatoria en la adquisición de Turbinas de Vapor para Servicio General, que lleven a cabo los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Por lo que se debe incluir en los procedimientos de contratación: licitación pública, invitación a cuando menos tres personas o adjudicación directa, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor o contratista.

4. ACTUALIZACIÓN.

Esta norma de referencia se debe revisar y en su caso modificar al menos cada 5 años o antes si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, se deben enviar al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de Petróleos Mexicanos, quien debe programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, inscribirla en el Programa de Normalización de Petróleos Mexicanos, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Las propuestas y sugerencias de cambio se deben elaborar en el formato “CNPMOS-001-A001” de la “Guía para la Emisión de Normas de Referencia (CNPMOS-001 Rev-1)” y dirigir por escrito al:

Subcomité Técnico de Normalización de Petróleos Mexicanos.

Avenida Marina Nacional No. 329.

Piso 23, Torre Ejecutiva, Colonia Huasteca, C.P. 11311, México D.F.

Teléfono Directo: 19-44-92-40; Conmutador: 19-44-25-00 Extensión: 54997.

Correo electrónico: ariel.sanchez@pemex.com.

5. REFERENCIAS.

5.1 **NOM-008-SCFI-2002** Sistema general de unidades de medida.

5.2 **ISO 7-1:1994/Cor. 1:2007** Pipe threads where pressure-tight joints are made on the threads - Part 1: Dimensions, tolerances and designation (Roscas de tuberías donde las juntas están en las roscas – Parte 1: Dimensiones, tolerancias y designación).

5.3 **ISO 261:1998** General purpose metric screw threads - General plan (Cuerdas métricas para tornillos para propósitos generales - Plan general).

5.4 **ISO 281:2007** Rolling bearings — Dynamic load ratings and rating life (Rodamientos---Capacidades de carga dinámica y vida nominal).

5.5 **ISO 286-2:2010** ISO system of limits and fits Part 2: Tables of standard tolerance grades and limit deviations for holes and shafts. Sistema ISO de límites y ajustes Parte 2 Tablas de grados de tolerancia estándar y desviaciones límite para agujeros y flechas.

5.6 **ISO 1940-1:2003** Mechanical vibration - Balance quality requirements for rotors in a constant (rigid) state — Part 1: Specification and verification of balance tolerance (Vibración mecánica – Requerimientos de calidad para balanceo de rotores en un estado constante (rígido) – Parte 1: Especificación y verificación de tolerancias para balanceo).

5.7 **ISO 3744:1994** Acoustics - Determination of Sound Power Levels of Noise Sources Using Sound Pressure - Engineering Method in an Essentially Free Field over a Reflecting Plane Second Edition; (CEN EN ISO 3744: 1995. [Acústica-Determinación de niveles de potencia Sonora de Fuentes de ruido utilizando la presión Sonora – Método de ingeniería en un campo esencialmente libre sobre un plano reflejante. Segunda edición]

5.8 **ISO 5753-1:2009** Rolling bearings — Internal clearance — Part 1: Radial internal clearance for radial bearings. (Rodamientos -Claros internos Parte 1 Claros internos radiales para chumaceras radiales).

5.9 **ISO 6708:1995** Pipework Components - Definition and Selection of DN (Nominal Size) Second Edition; (CEN EN ISO 6708: 1995). [Componentes de tubería.- Definición y selección de DN (Tamaño nominal) Segunda edición].

5.10 **ISO 7005-1:1992** Metallic flanges - Part 1: Steel flanges (Bridas metálicas – Parte 1: Bridas de acero).

5.11 **ISO 8501-1:2007**: Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products - Visual Assessment of Surface Cleanliness - Part 1: Rust Grades and Preparation Grades of Uncoated Steel Substrates and of Steel Substrates After Overall Removal of Previous Coatings. (Preparación de sustratos de acero antes de la aplicación de pintura y productos relacionados. Evaluación visual de limpieza superficial. Parte 1 grados de óxido y grados de preparación de sustratos de acero no recubiertos y de sustratos de acero después de la remoción total de recubrimientos previos).

5.12 **ISO 10438-1:2008** Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries - Part 1: General requirements (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural - Sistemas de lubricación, sello de flechas y control de aceite y auxiliares - Parte 1: Requerimientos generales).

5.13 **ISO 10438-3:2008** Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries - Part 3: General-purpose oil systems (Industrias del petróleo y gas natural –

Lubricación, sistemas de sellado de flechas y control de aceite y auxiliares - Parte 3: Sistemas de lubricación de aceite en general).

5.14 ISO 10441:2007 Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Flexible couplings for mechanical power transmission - Special-purpose applications (Industrias del petróleo y gas natural - Coples flexibles para transmisión de potencia mecánica – Aplicaciones especiales).

5.15 ISO-14691:2008 Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Flexible couplings for mechanical power transmission — General-purpose applications. (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural. Coples flexible para transmisión de potencia mecánica. Aplicaciones de propósito general).

5.16 NRF-027-PEMEX-2009 Espárragos y tornillos de acero de aleación y acero inoxidable para servicios de alta y baja temperatura**.**

5.17 NRF-032-PEMEX-2011 Sistemas de Tubería en Plantas Industriales – Diseño y Especificaciones de Materiales.

5.18 NRF-036-PEMEX-2010 Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico.

5.19 NRF-048-PEMEX-2007 Diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales.

5.20 NRF-095-PEMEX-2005 Motores eléctricos.

5.21 NRF-148-PEMEX-2011 Instrumentos para medición de temperatura.

5.22 NRF-170-PEMEX-2007 Turbinas de vapor para servicio especial.

5.23 NRF-250-PEMEX-2010 Sistema de lubricación por niebla.

6. DEFINICIONES.

Para los fines de la presente Norma de Referencia, se establecen las siguientes definiciones:

6.1 Atestiguado. Una inspección o una prueba donde se le notifica a PEMEX el programa en que se va a llevar a cabo, la inspección o la prueba y ésta se lleva cabo sola hasta que el comprador o su representante estén presentes.

6.2 Carcasa de presión. Es la composición de todas las partes estacionarias de la turbina sujetas a presión, incluyendo todas las boquillas y otras partes conectadas.

6.3 Corte axial. Corte de la carcasa con juntas paralelas a la línea de centro de la flecha.

6.4 Corte Radial. Corte de la carcasa con juntas perpendiculares a la línea de centro de la flecha.

6.5 Chumaceras hidrodinámicas. Chumaceras que utilizan el principio de lubricación hidrodinámica. Sus superficies están orientadas de tal manera que el movimiento relativo forma una cuña de aceite para soportar la carga sin contacto de la flecha con la chumacera.

6.6 Equivalente: Es la norma, especificación, método, estándar o código que cubre los requisitos y/o características físicas, químicas, fisicoquímicas, mecánicas o de cualquier naturaleza establecidas en el documento normativo extranjero citado en esta Norma de Referencia, para la aplicación de un documento normativo equivalente se debe cumplir con lo establecido en el Anexo 12.4 de esta NRF.

6.7 Lectura de indicador total La diferencia entre las lecturas máximas y mínima de un indicador de carátula o dispositivo similar, que monitorea una cara o una superficie cilíndrica durante una revolución completa.

6.8 Local. Localización de un dispositivo montado en el equipo o cerca de él.

6.9 Lubricación por niebla de aceite. Sistema de lubricación que emplea niebla de aceite producida por atomización en una unidad de suministro central y transportada a la caja de chumaceras por medio de aire comprimido.

6.10 Lubricación por niebla de aceite pura (cárter seco).- Sistema de lubricación donde la niebla lubrica las chumaceras y purga la caja de chumaceras.

6.11 Lubricación por niebla de aceite purga (cárter húmedo). Sistema de lubricación donde la niebla purga la caja de chumaceras. La lubricación de las chumaceras es por medio de baño convencional de aceite con anillo deflector (salpicado), o anillo de aceite.

6.12 L10. Vida nominal que el 90 por ciento de un grupo de rodamientos idénticos completará o excederá antes de la primer evidencia de falla.

6.13 Normal. Aplica a las condiciones de potencia, velocidad y vapor a las cuales la turbina opera usualmente. A estas condiciones se desea la máxima eficiencia.

6.14 Observado. Inspección o prueba donde se le notifica a PEMEX el programa en que se van a llevar a cabo la inspección o la prueba y éstas se realizan según lo programado sin importar si PEMEX o su representante están presentes.

6.15 Panel. Un gabinete utilizado para montar, exhibir y proteger los medidores, (interruptores y transmisores) y otros instrumentos.

6.16 Pernos de Anclaje. Pernos usados para unir la placa de montaje a la cimentación (base de concreto o estructura de acero).

***6.*17 Pernos de Montaje.** Pernos que sostienen el equipo en la placa base*.*

6.18 Placa base. Placa de montaje con superficies maquinadas, para permitir el montaje y la alineación de la turbina y componentes. Las superficies pueden estar maquinadas en la parte superior e inferior*.*

6.19 Potencia máxima posible. Potencia máxima aproximada que la turbina puede alcanzar a las condiciones normales especificadas de velocidad y vapor si se suministra con toberas convenientes (más grandes o adicionales), y posiblemente, con una válvula o válvulas de control del gobernador más grandes.

6.20 Potencia nominal. La potencia mayor de la turbina especificada y su velocidad correspondiente. Incluye todos los márgenes requeridos por el equipo accionado.

6.21 Presión máxima de salida. Es la presión de salida de vapor más elevada a la cual se requiere que la turbina opere continuamente.

6.22 Presión mínima de salida. Es la presión más baja del vapor a la salida a la cual se requiere que la turbina opere continuamente.

6.23 Presión y temperatura mínima a la entrada. Son las condiciones de presión y temperatura de vapor más bajas a la entrada a la cual se requiere que la turbina opere continuamente.

6.24 Presión de trabajo máxima permisible. Es la presión máxima continua para la cual el fabricante ha diseñado la turbina (o cualquier parte a la cual aplique el término) cuando se está operando a la temperatura máxima permisible.

6.25 Proveedor o contratista: Persona que celebra contratos con PEMEX para suministrar las turbinas con sus servicios y accesorios y es el responsable de hacer cumplir las obligaciones del fabricante.

6.26 Responsable de la unidad. Responsable de coordinar la documentación, la entrega y aspectos técnicos del equipo y de todos los sistemas auxiliares incluidos en el alcance de la orden. Si no se especifica otra cosa el responsable es el vendedor del equipo accionado.

6.27 Sistema de aceite de lubricación. Sistema que lleva el aceite de las cajas de chumaceras equipadas con anillos de aceite a un enfriador de aceite externo antes de regresarlo a las cajas de chumaceras.

6.28 Subplaca. Una placa generalmente embebida en una cimentación de concreto y es utilizada para localizar y alinear una placa base o de montaje. Normalmente únicamente la superficie que interactúa con la placa base es maquinada.

6.29 Tablero. Soporte o placa utilizada para albergar y mostrar la instrumentación. Este tablero es abierto.

6.30 Temperatura máxima permisible. Es la temperatura máxima continua para la cual el fabricante ha diseñado la turbina (o cualquier parte a la cual aplique el término) cuando se está operando a la presión de trabajo máxima permisible.

6.31 Velocidad Crítica. Velocidad de rotación de la flecha a la cual el sistema rotor-chumacera está en un estado de resonancia.

6.32 Velocidad de disparo. Velocidad a la cual el dispositivo independiente de emergencia por sobre velocidad opera para detener la turbina. El ajuste de disparo de velocidad variará con la clase de gobernador usado.

6.33 Velocidad máxima continua.- Es la velocidad al menos igual al 105 por ciento de la velocidad más alta requerida para alguna de las condiciones de operación especificadas

6.34 Velocidad máxima permisible. Es la velocidad más alta a la cual el diseño del fabricante permite la operación continua del equipo.

6.35 Velocidad mínima permisible.-Es la velocidad más baja a la cual el diseño del fabricante permite operación continua.

7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.

7.1 **API** American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

7.2 **ASME** American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

7.3 **ASTM** American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

7.4 **BPVC** Boiler and Pressure Vessel Code (Código de Calderas y Recipientes a Presión).

7.5 **dB (A)** Decibeles en la escala de ponderación A.

7.6 **DN** Diámetro nominal.

7.7 **°F** Grado Farenheit.

7.8 **ISO** International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

7.9. **lb/pulg2 man** Libras por pulgada cuadrada manométricas.

7.10 **Ndm** Factor que relaciona la velocidad de giro máxima con el tamaño de la chumacera antifricción.

7.11 **PEMEX** Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

7.12 **PLC** Programable Logic Controller (Controlador Lógico Programable).

7.13 **pulg** Pulgadas.

7.14 **r/min** Revoluciones por minuto.

7.15 **NOM** Norma Oficial Mexicana.

7.16 **NRF** Norma de Referencia.

Para efectos de esta NRF con relación a simbología y valores de unidades de medida debe referirse a la NOM-008-SCFI-2002.

8. DESARROLLO.

8.1 Diseño básico.

8.1.1 Generalidades.

8.1.1.1 El equipo (incluyendo sistemas auxiliares) cubiertos por esta norma se debe diseñar y construir para una vida de servicio mínima de 20 años y por lo menos para 3 años de operación ininterrumpida.

8.1.1.2 Si PEMEX no indica otra cosa, el proveedor del equipo accionado o el contratista debe asumir la responsabilidad por la coordinación de la ingeniería del equipo y de todos los sistemas auxiliares incluidos en el alcance de la orden de compra.

8.1.1.3 El punto de operación normal del equipo debe ser especificado en la hoja de datos.

8.1.1.4 Las turbinas deben ser de corte axial, a menos que PEMEX solicite otro tipo de diseño en las bases de licitación.

8.1.1.5 La turbina debe ser capaz de:

a) Operar a la potencia y velocidad normal bajo condiciones normales de vapor. El fabricante debe garantizar el consumo específico de vapor para estas condiciones.

b) La turbina debe desarrollar la potencia nominal mas el 10 por ciento a su correspondiente velocidad nominal, al coincidir las condiciones mínimas de entrada y las condiciones máximas de salida del vapor, (a menos que otro dato se indique en las bases de licitación), más la potencia demandada por las pérdidas mecánicas de cualquier transmisión.

La potencia nominal puede alcanzarse usando una o varias válvulas manuales bajo condiciones normales de vapor y una o varias válvulas manuales adicionales bajo condiciones de vapor mínimas a la entrada y máximas a la salida. El contratista debe indicar el número óptimo de válvulas manuales.

c) Operar en forma continua a la velocidad máxima continua y a cualquier otra velocidad dentro del intervalo especificado.

d) Operar en forma continua a la potencia y velocidad nominal bajo condiciones de entrada máxima de vapor y máxima o mínima salida de vapor.

e) Operar con variaciones en las condiciones de vapor nominal de acuerdo con NEMA SM 23 o equivalente.

f) Cuando se requiera operar o repotencializar la turbina fuera de los límites indicados en la placa se debe consultar al fabricante.

8.1.1.6 El equipo debe ser diseñado para funcionar simultáneamente sin daño, a la velocidad de disparo y a la presión de calibración de la válvula de alivio.

8.1.1.7 Turbinas de una etapa deben ser capaces de arranque inmediato a carga plena, se debe tener en cuenta un periodo de calentamiento y el drenaje apropiado de la tubería de entrada, carcasa, cámara de vapor y prensaestopas.

8.1.1.8 El disco o los discos de la turbina de un paso o de múltiples pasos deben ser montados entre chumaceras.

8.1.1.9 Los depósitos de aceite y cajas que incluyen partes en movimiento lubricadas (como son chumaceras, sellos de flechas), partes muy pulidas, instrumentos y elementos de control se deben diseñar para reducir la contaminación por humedad, polvo y otros materiales externos, durante los periodos de operación y paro.

8.1.1.10 Los equipos se deben diseñar para permitir mantenimiento rápido y económico. Partes mayores como son componente de la carcasa y alojamientos de chumaceras se deben diseñar y fabricar para asegurar un correcto alineamiento al reensamblarlos.

8.1.1.11 La turbina y equipos auxiliares dentro del alcance de la orden de compra, deben funcionar en el banco de prueba y en la cimentación permanente, dentro de los criterios de aceptación especificados.

8.1.1.12 Cuando PEMEX no especifique las condiciones del sistema de agua de enfriamiento, éste se debe diseñar para las siguientes condiciones (Tabla 1). Se deben hacer previsiones para el venteo y drenaje completo del sistema:

DESCRIPCIÓN	SISTEMA DE UNIDADES	
	INTERNACIONAL	INGLÉS
Velocidad en los tubos del cambiador:	*1.5 – 2.5 m/s*	*5 – 8 pies/s*
Presión de trabajo máxima permitida, man.	*690 kPa*	*≥ 100 lb/pulg^2*
Presión de prueba hidrostática (≥ 1,5 Presión de trabajo máxima permitida):	*1 035 kPa*	*≥ 150 lb/pulg^2*
Caída de presión máxima:	*103.5 kPa*	*15 lb/pulg^2*
Temperatura de entrada máxima:	*305 K*	*90 °F*
Temperatura de salida máxima:	*322 K*	*120 °F*
Incremento de temperatura máximo:	*17 K*	*30 °F*
Incremento de temperatura mínimo:	*11 K*	*20 °F*
Factor de incrustación en el lado de agua:	*0.35 m^2 K/kW*	*0.002 h-ft^2 °F /BTU*
Corrosión permisible en el cuerpo (no para los tubos):	*3.0 mm*	*0.125 pulg*

Tabla 1: Condiciones de diseño para agua de enfriamiento.

8.1.1.13 El nivel de ruido máximo de los equipos debe ser 85 dB (A) medidos a 1.5 m de distancia. El proveedor o contratista debe suministrar los datos de presión máxima y nivel de potencia del sonido en bandas de octava para el equipo.

8.1.1.14 Los motores, componentes e instalaciones eléctricas, deben cumplir con los requerimientos de clasificación de área establecida en las hojas de datos del Anexo 12.2 de esta norma, conforme a la NRF-036-PEMEX-2010 y para la instalación de estos dispositivos se debe cumplir con los requisitos establecidos en NRF-048-PEMEX-2007.

8.1.1.15 La turbina, el equipo accionado y el equipo auxiliar deben diseñarse para operar a las condiciones ambientales especificadas por PEMEX. Estas condiciones deben incluir si la instalación es interior o exterior, temperaturas máximas y mínimas, humedad y ambiente corrosivo.

8.1.1.16 El arreglo del equipo, incluyendo tuberías y sistemas auxiliares, deben ser desarrollados por el proveedor o contratista y aprobados por PEMEX. El arreglo debe proveer áreas libres y accesos seguros para operación y mantenimiento.

8.1.1.17 Las patas de los equipos deben ser barrenadas con agujeros guía para usarse en el anclaje final además se deben suministrar con tornillos de nivelación verticales.

8.1.1.18 Las partes de repuesto para la máquina y los sistemas auxiliares suministrados, deben cumplir con todos los requisitos de esta Norma de Referencia.

8.1.2 Carcasa a presión.

8.1.2.1 Todas las partes sujetas a presión deben ser apropiadas como mínimo para operar a las condiciones coincidentes más severas esperadas de presión y temperatura para las condiciones de vapor especificadas.

8.1.2.2 Los valores de tensión periférica utilizados en el diseño de la carcasa para cualquier material no deben exceder los valores para dicho material establecidos en la Sección II del Código ASME BPVC o equivalente, a la temperatura máxima de operación. Para materiales de fundición se deben aplicar los factores especificados en la Sección VIII División 1 del Código ASME BPVC o equivalente. Las carcasas a presión de acero forjado, placa de acero rolado y soldado o tubería sin costura con cubierta soldada deben cumplir con las reglas de diseño aplicables de la Sección VIII División 1 ó 2 del Código ASME BPVC o equivalente.

8.1.2.3 Las carcasas divididas axialmente deben utilizar juntas metal-metal (con un compuesto en la junta) que esté fuertemente mantenida por pernos. No deben ser utilizados empaques en juntas axiales (incluyendo tipo cuerda). Cuando se utilicen empaques en las juntas de carcasas divididas radialmente, éstos deben mantenerse confinados.

8.1.2.4 Las carcasas divididas axialmente deben ser suficientemente rígidas para que al remover o reemplazar la parte superior no se alteren los claros entre rotor y carcasa.

8.1.2.5 Las turbinas horizontales divididas axialmente se deben diseñar para permitir la inspección y remoción del rotor, y de las partes desgastadas, sin la remoción de la carcasa de su cimentación o la desconexión de la tubería de vapor de entrada o salida (excepto cuando se especifica la descarga en la parte superior). Las carcasas de las turbinas multipasos divididas axialmente también pueden ser radialmente divididas entre las secciones de alta y baja presión.

8.1.2.6 Las turbinas horizontales divididas radialmente se deben diseñar para permitir inspección y reemplazo de chumaceras y collarines exteriores sin la remoción de la carcasa de su cimentación o desconexión de la entrada y salida de las tuberías de vapor. Las turbinas horizontales divididas radialmente pueden requerir remoción de su cimentación para permitir el retiro del rotor.

8.1.2.7 Las carcasas y soportes se deben diseñar para limitar a 50 micrómetros (0.002 pulg) el desplazamiento relativo de los extremos de la flecha causado por la peor combinación de presión, par y esfuerzos en tubería. Los soportes y pernos de alineación deben tener la rigidez suficiente para permitir que la máquina sea movida mediante tornillos de nivelaciones laterales y axiales. Las turbinas de corte axial deben tener soportes en la línea de centros para mantener un alineamiento apropiado con el equipo conectado.

8.1.2.8 Las superficies de montaje deben cumplir con lo siguiente:

a) Se deben maquinar con un terminado de 6 μm (250 micropulgadas) de aspereza promedio aritmética (Ra) o mejor.

b) Para prevenir el pie suave, éstas deben estar en el mismo plano horizontal dentro de 25 μm (0.001 pulgadas).

c) Cada superficie de montaje se debe maquinar dentro de una planicidad de 13 μm por 320 milímetros lineales (0.0005 pulgadas por pie lineal).

d) Planos de montajes diferentes deben ser paralelos entre ellos dentro de 50 μm (0.002 pulgadas).

e) Los agujeros para los pernos de montaje deben ser taladrados perpendiculares a la superficie de montaje y redondeados a un diámetro de tres veces el agujero y para propósitos de alineamiento deben ser 15 mm (0.5 pulg.) mayores en diámetro que el perno.

8.1.2.9 Se deben suministrar conexiones para drenajes para la cámara de vapor, carcasa, prensaestopas, chaqueta de enfriamiento, entre otras.

8.1.2.10 Se debe suministrar una conexión para medir la presión en la cámara de anillo de vapor en turbinas de una sola válvula y en el primer paso para turbina multipasos.

8.1.2.11 Se deben proveer tornillos niveladores, varillas guía (para turbinas multipasos), y clavijas de alineación de las carcasas para facilitar el ensamble y desensamble.

8.1.2.12 Cuando los tornillos de nivelación son utilizados para separar caras en contacto, una de las caras debe ser liberada (ensanchada o rebajada) para prevenir que la junta fugue, o haya un ajuste inapropiado causado por la unión de las caras. Las varillas guía deben ser de suficiente longitud para prevenir daños a los internos o a los espárragos de la carcasa durante el desmontaje y ensamble de la carcasa.

8.1.2.13 Orejas de izaje o tornillos de ojo se deben proporcionar para el izaje de solo la mitad superior de la carcasa. El método para el izaje del ensamble de la máquina debe ser especificado por el fabricante.

8.1.2.14 Se debe reducir el uso de agujeros roscados en partes sujetas a presión. Para prevenir fugas en secciones de la carcasa a presión, se debe dejar una cantidad de metal con espesor igual al menos a la mitad del diámetro nominal del perno además de la permisible por corrosión, alrededor y por debajo del fondo de los barrenos y agujeros roscados. La profundidad de los agujeros debe ser al menos 1,5 veces el diámetro del perno.

8.1.2.15 Los pernos se deben suministrar como se especifica:

a) Se deben suministrar espárragos en la junta principal de carcasas partidas axialmente y en las tapas de los extremos en carcasas partidas radialmente.

b) Se deben utilizar espárragos en lugar de tornillos con cabeza, excepto cuando se necesite para un ensamble especial con la previa aprobación de PEMEX.

c) Las conexiones con espárragos deben ser suministradas e instaladas con espárragos y tuercas. Los barrenos ciegos para espárragos deben taladrarse de tal manera que se tenga una profundidad roscada de 1.5 veces el diámetro mayor del espárrago; las primeras 1.5 cuerdas a ambos extremos de cada espárrago se deben eliminar.

d) No se deben utilizar tuercas almenadas o pernos de cabeza hexagonal a menos que PEMEX lo apruebe por escrito.

e) Se deben proveer holguras en el arreglo de los pernos para permitir el uso de dados o llaves inglesas.

f) Sujetadores (excepto arandelas y tornillos sin cabeza) deben tener el grado y la identificación del fabricante, para espárragos de 10 mm de diámetro y mayores en un extremo y para pernos de 6 mm de diámetro y mayores en las cabezas, si el área no es suficiente se puede marcar en un extremo el grado y en el otro la identificación. Los espárragos se deben marcar en el extremo expuesto.

g) Los detalles de las cuerdas deben cumplir ISO 261:1998, ASME B1.1 o equivalente.

8.1.3 Accesorios de la carcasa.

8.1.3.1 Todas las toberas o grupo de toberas deben ser reemplazables. Alabes estacionarios se deben montar en segmentos o diafragmas reemplazables.

8.1.4 Conexiones a la carcasa.

8.1.4.1 Las conexiones de entrada y salida deben ser bridadas, orientadas como se especifique en las hojas de datos y cumplan para las condiciones de presión máximas de entrada y máximas de salida del vapor. Las conexiones deben ser integrales con la carcasa o para carcasa de material soldable se pueden formar con un niple o pieza de transición soldada a tope o por inserto soldable y terminar en una brida de inserto o de cuello soldable.

8.1.4.2 Las conexiones soldadas a la carcasa deben cumplir con las especificaciones del material de la carcasa, incluyendo los valores de impacto, en lugar de los requisitos para la tubería a conectar. Todas las soldaduras se deben completar antes de la prueba hidrostática de la carcasa.

8.1.4.3 Para conexiones que no sean las principales, y sea impráctico la utilización de conexiones bridadas, se pueden utilizar conexiones roscadas en tamaños que no excedan DN 40 (NPS 1½) para:

a) Materiales no soldables.

b) Donde sea esencial para mantenimiento (ensamble y desensamble).

8.1.4.4 Las aberturas en la carcasa para conexiones de tuberías deben ser como mínimo de 19 mm de diámetro nominal y deben cumplir con ISO 6708:1995, no se permiten tamaños de DN 32, DN 65, DN 90, DN 125, DN 175 y DN 225 (NPS 1 1/4, NPS 2 1/2, NPS 3 1/2, NPS 5, NPS 7 y NPS 9)

8.1.4.5 Las conexiones que no sean las principales se deben instalar como se indica:

a) Se debe proporcionar niples de tubería con bridas de cuello soldable o de caja soldable, para presiones de vapor de 12 bar manométrico (175 lbs/pulg2 man) o mayores.

b) Las conexiones roscadas no deben tener sello de soldadura.

c) Aberturas roscadas y realces para tubería con cuerda cónica debe ser de acuerdo con ASME B16.5 o equivalente.

d) Los tubos roscados deben ser de cuerda cónica de acuerdo con ASME B1.20.1 o equivalente.

e) Las aberturas para conexiones de caja soldable deben ser de acuerdo con ASME B16.11 o equivalente.

8.1.4.6 Los niples de tubería roscados o soldados no deben ser mayores de 150 mm (6 pulg.) de largo y como mínimo de cédula 160 sin costura para tamaños DN 25 (NPS1) y menores, y como mínimo cédula 80 sin costura para DN 40 (NPS 1½).

8.1.4.7 Aberturas roscadas no conectadas a tubería, deben ser taponadas con tapones sólidos de acero, suministrados de acuerdo con ASME B16.11 o equivalente. Como mínimo estos tapones deben cumplir la especificación de materiales de la carcasa. Los tapones que posteriormente puedan ser removidos deben ser de material resistente a la corrosión. Las roscas deben ser lubricadas, no se permiten tapones de plástico.

8.1.4.8 Se debe utilizar un lubricante de cuerdas de acuerdo a la temperatura del vapor, en todas las conexiones roscadas. No se debe utilizar cinta.

8.1.4.9 Las bridas deben ser de acuerdo con ASME B16.1, B16.5, B16.42 o B16.47 series A o B según aplique o equivalentes, con excepción de lo indicado a continuación:

a) Las Bridas deben cumplir los requerimientos dimensionales de ASME B16.5 o B16.47 o equivalentes según aplique.

b) Las bridas de cara plana con espesor de las de cara realzada, son aceptables en todas las conexiones de salida.

c) Se aceptan las bridas de mayor espesor o de un diámetro exterior mayor que lo requerido por ASME B16.1, B16.5 o B16.42 o equivalentes según aplique; las dimensiones de estas bridas deben indicarse en el dibujo del arreglo, también se debe indicar e identificar en el arreglo si se requieren pernos o espárragos de dimensiones no normalizadas.

d) La concentricidad entre el círculo de barrenos y el diámetro interior de todas las bridas de la carcasa debe ser tal que la superficie maquinada para el asiento del empaque sea dimensionada para alojar completamente el empaque sin que éste se proyecte hacia el interior interfiriendo el paso del fluido.

e) Las imperfecciones en el acabado de la cara en bridas de acero no deben exceder lo permitido por ASME B16.5 o B16.47 o equivalente.

f) El proveedor o contratista debe proporcionar a PEMEX todos los detalles del tipo de brida suministrado. Cuando se suministren bridas diferentes a las especificadas por ASME B16.5 o equivalente y ASME B16.42 o equivalente, el proveedor o contratista debe suministrar la contra-brida.

8.1.4.10 El acabado de las caras de contacto de bridas y boquillas debe ser conforme a la rugosidad indicada en la siguiente tabla (Tabla 2). Superficies fresadas de bridas son aceptables con la aprobación de PEMEX.

Tipo	Servicio	Rugosidad de la superficie de contacto (Ra)
Cara plana y cara realzada	Vacio	63 – 125
	Superior a la atmosférica	125 – 500
Junta de anillo	Todos	<63

Tabla 2: **Altura promedio aritmética de rugosidad.**

8.1.4.11 Todas las conexiones deben ser accesibles para su desmontaje, sin tener que mover o desmontar la maquina.

8.1.5 Fuerzas y momentos externos.

Las turbinas deben ser diseñadas para resistir fuerzas y momentos, calculados de acuerdo con NEMA SM 23 o equivalente.

8.1.6 Elementos rotatorios.

8.1.6.1 Rotores.

8.1.6.1.1 Los rotores deben ser capaces de operar sin daño a una velocidad momentánea de hasta 110 por ciento de la velocidad de disparo.

8.1.6.1.2 En los rotores (que no sean flechas y discos forjados e integrales), el ensamble debe prevenir movimientos relativos entre el disco y la flecha cuando trabajen a cualquier condición especificada de arranque u operación y a cualquier velocidad hasta de 110 por ciento de la velocidad de disparo. Los discos se deben fijar con cuñas a la flecha y ensamblados con ajuste por contracción.

8.1.6.1.3 Se requiere aprobación específica de PEMEX para suministrar rotores armados, cuando la velocidad en el extremo del alabe a la velocidad máxima continua exceda 250 m/s (820 pie/s) o cuando la temperatura del vapor en la entrada (de la etapa) exceda 400 ºC (750 °F).

8.1.6.2 Flechas

8.1.6.2.1 Las flechas se deben maquinar de una sola pieza de acero tratado térmicamente. Las flechas de diámetros de 200 mm (8 pulg.) o mayores deben ser forjadas Las flechas de diámetros menores de 200 mm pueden ser de barras roladas en caliente de la misma calidad y con los mismos tratamientos térmicos de las flechas forjadas.

8.1.6.2.2 El acabado de las flechas en toda su longitud debe ser de precisión y deben ser pulidas a un acabado superficial de 0.8 micrómetros Ra o mejor en las zonas de acoplamiento y de chumaceras así como en áreas del sello para empaques de anillo de carbón.

8.1.6.2.3 Cuando se suministren o especifiquen transductores de no contacto de vibración radial las áreas a ser observadas por las probetas deben ser concéntricas con los muñones de la flecha. Todas las áreas observadas en las flechas por las probetas (tanto de vibración radial como de posición axial) deben estar libres de marcas y grabados o de cualquier otra discontinuidad superficial, tal como un cuñero, por una distancia mínima equivalente a un diámetro de la punta de la probeta en cada lado de la probeta.

8.1.6.2.4 Estas áreas no deben ser metalizadas, encamisadas o bien recubiertas de materiales que presenten características eléctricas diferentes. El acabado final de la superficie debe ser de 0.8 micrómetros Ra, preferentemente obtenido por pulido o bruñido. Estas áreas deben ser apropiadamente desmagnetizadas a los niveles especificados en el API 670:2003 o equivalente, o tratadas de tal manera que la combinación total de mal acabado eléctrico y mecánico “runout” no exceda lo siguiente:

a) Para las áreas que deben ser observadas por probetas de vibración radial, el 25 por ciento de la amplitud de vibración permitida pico a pico o 6 µm, cualquiera que sea mayor.

b) Para las áreas que deben ser observadas por probetas de posición axial, 13 µm.

8.1.6.2.5 Las flechas se deben proteger con material resistente a la corrosión debajo de la empaquetadura de anillo de carbono para prensa estopas. El método de aplicación, el material utilizado de recubrimiento, y el espesor final del recubrimiento deben estar definidos en la información del fabricante.

8.1.6.2.6 Los cuñeros deben tener bordes redondeados conforme al ASME B17.1 o equivalente.

8.1.6.2.7 Cada rotor debe marcarse con un número de identificación único. Este número debe estar en el extremo motriz de la flecha o en cualquier otra área accesible que no sea propensa a daño por mantenimiento.

8.1.6.3 Alabes.

8.1.6.3.1 El nivel de esfuerzos combinados (condición continua mas condición cíclica) desarrollado por los alabes para cualquier condición de operación debe ser lo suficientemente bajo para asegurar la operación libre de problemas incluso si ocurre vibración resonante.

8.1.6.3.2 El diseño mecánico de los alabes debe ser para operar en todo el intervalo de velocidades especificadas y hasta velocidades momentáneas de 110 por ciento la velocidad de disparo, incluyendo condiciones transitorias.

8.1.7 Sellos.

8.1.7.1 Los sellos exteriores de la flecha deben ser anillos de carbón o sellos tipo laberinto reemplazables o una combinación de ambos o sellos mecánicos de no contacto.

8.1.7.2 Solo se deben utilizar sellos de anillo de carbón cuando la velocidad de fricción en la superficie de sello de la flecha es menor de 49 m/s (160 pies/s). El número de anillos de carbón debe ser determinado por el servicio y requisitos de venteo, con 2.4 bar (35 lb/pulg^2 man) como máximo permisible de presión diferencial promedio por anillo de sello activo. Resortes para sellos de carbón se deben fabricar en aleación de cromo-níquel-hierro (tratado térmicamente después del enrollamiento en frío) o material igual. Se deben considerar las variaciones en la temperatura de operación del vapor para establecer los claros necesarios en frío para los anillos de empaque.

8.1.7.3 La caja de prensaestopas se debe suministrar con un juego completo de anillos de carbón. Los anillos de carbón deben ser de claros iguales e intercambiables.

8.1.7.4 Cuando se especifique se debe suministrar por separado un dispositivo de vacío, con conexión al prensaestopas para reducir fugas de vapor al exterior. Este dispositivo lo debe montar y conectar quien monte la turbina en la placa base.

8.1.7.5 Prensaestopas que operen a presiones menores a la atmosférica se deben diseñar para admitir vapor que selle contra ingreso de aire. Se debe proporcionar tubería con válvulas de alivio, indicadores de presión, reguladores, y otras válvulas necesarias para la interconexión de los prensaestopas. La tubería debe tener una conexión común al suministro de vapor de sello de PEMEX. Cuando se especifique, la admisión del vapor de sello debe ser automáticamente controlada para todo el intervalo de carga. Para turbinas multipasos el suministro normal de operación de vapor de sello debe preferentemente venir de una sección de presión positiva

de la turbina. En turbinas de una sola etapa el vapor para sello debe ser a la temperatura y presión disponible e indicada.

8.1.7.6 Toda la tubería y componentes del sello de la flecha y el sistema de vacío deben ser dimensionados para 300 por ciento de la fuga calculada con claros nuevos.

8.1.7.7 El sellado de diafragmas de inter etapas en turbinas multipasos debe ser con sellos de laberinto reemplazables.

8.1.7.8 Las conexiones de tubería para fugas en la caja prensaestopas deben cumplir con 8.1.4.

8.1.8 Dinámica.

8.1.8.1 Velocidades críticas.

8.1.8.1.1 Cuando la frecuencia de un fenómeno de fuerza periódico (frecuencia de excitación) aplicado a un sistema rotor-chumacera corresponde a la frecuencia natural de ese sistema, el sistema puede estar en un estado de resonancia

8.1.8.1.2 Un sistema de apoyo rotor-chumacera en resonancia tendrá su amplitud de desplazamiento de vibración normal amplificada. La magnitud de la amplificación y la tasa de variación del ángulo de fase están relacionadas al valor del amortiguamiento en el sistema y a la forma modal del rotor

8.1.8.1.3 Cuando el factor de amplificación del rotor medido con un transductor de vibración de no contacto, es mayor que o igual a 2.5, esta frecuencia es llamada crítica, y la frecuencia rotacional de la flecha correspondiente es llamada una velocidad crítica. Para los propósitos de esta Norma, un sistema críticamente amortiguado es aquel en el cual el factor de amplificación es menor de 2.5.

8.1.8.1.4 Una frecuencia de excitación puede ser menor que, igual a, o mayor que, la velocidad de rotación del rotor. Las frecuencias potenciales de excitación que son consideradas en el diseño del sistema deben incluir pero no limitarse a las causas siguientes:

a) Desequilibrio o desbalanceo en el rotor del sistema.

b) Película de aceite inestable (remolino).

c) Roces internos.

d) Frecuencias de paso de alabes, toberas y difusores.

e) Engranaje y bandas laterales.

f) Coples desalineados.

g) Componentes del sistema del rotor sueltos.

h) Histéresis y remolinos de fricción.

i) Separación de flujo en capa limite.

j) Fuerzas de acoplamiento cruzadas acústicas y aerodinámicas.

k) Remolinos asíncronos.

8.1.8.1.5 Las resonancias del sistema estructural de apoyo dentro del alcance de suministro del proveedor o contratista, no deben ocurrir dentro del intervalo de velocidades de operación o del margen de separación especificados, a menos que las resonancias sean críticamente amortiguadas. Se debe considerar la rigidez efectiva del sistema estructural en el análisis de la dinámica del sistema rotor chumacera.

8.1.8.1.6 El proveedor o contratista que tiene la responsabilidad de la unidad, debe determinar que las velocidades críticas del tren (lateral de los rotores, torsional del sistema, modos de álabes y las que apliquen) son compatibles con las velocidades críticas de la máquina a ser suministrada y que todo el tren es adecuado para el intervalo de velocidades de operación especificadas, incluyendo cualquier velocidad de arranque, espera requeridas por el tren. Se debe proporcionar a PEMEX una lista de velocidades indeseables desde cero hasta la velocidad de disparo, para su revisión e incluirlas en el manual de operación.

8.1.8.1.7 El proveedor o contratista de la turbina debe suministrar al responsable del conjunto toda la información necesaria para los análisis laterales y torsionales.

8.1.8.2 Análisis lateral.

8.1.8.2.1 El primer modo rígido de las turbinas de una etapa debe ser al menos 120 por ciento de la velocidad máxima continua.

8.1.8.2.2 Para turbinas fabricadas del mismo tamaño de carcasa y configuración rotor chumacera se aceptan los valores de las velocidades críticas que el fabricante previamente haya analizado y comprobado y deben ser entregados al comprador como parte de la propuesta. Para turbinas de nuevo diseño y configuración de rotor chumacera o si así lo especifica PEMEX el proveedor o contratista debe realizar un análisis lateral y suministrar una grafica de respuesta amortiguada al desbalanceo donde se indique el cumplimiento de los márgenes de separación requeridos en el anexo B.2.10 del API-611:2008 o equivalente.

8.1.8.2.3 Para unidades que operen arriba de la velocidad crítica, el proveedor o contratista debe proporcionar a PEMEX, los cálculos de velocidades críticas, márgenes de separación y el método utilizado, incluyendo los efectos del amortiguamiento. El proveedor o contratista debe proporcionar a PEMEX los datos de la prueba que confirmen las velocidades y márgenes calculados.

8.1.8.3 Análisis Torsional.

8.1.8.3.1 El responsable del tren debe realizar un análisis de vibración torsional de todo el tren cuando se incluyan cajas de engranes, cuando haya tres o más máquinas acopladas o si PEMEX así lo especifica y debe ser además responsable de realizar las modificaciones necesarias para cumplir con los requerimientos dados en el Anexo B del API-611:2008 o equivalente.

8.1.8.3.2 La excitación de las resonancias torsionales se pueden producir por diversas fuentes que deben ser consideradas en el análisis. Estas fuentes pueden incluir pero no limitarse a las siguientes:

a) Problemas de engranes como es de desbalanceo e imperfecciones en los dientes.

b) Condiciones de arranque, tal como velocidad, detención (bajo impedancia inercial) u otras oscilaciones torsionales.

c) Resonancia del lazo de control en gobernadores hidráulicos.

8.1.8.3.3 El responsable del tren debe asegurar que las resonancias torsionales del tren completo, están alejadas por lo menos 10 por ciento de cualquier posible frecuencia de excitación dentro del intervalo de velocidades de operación especificado (desde la velocidad mínima hasta la máxima continua).

8.1.8.3.4 Se deben evitar frecuencias naturales torsionales a dos o más veces la velocidad de giro. En sistemas donde existan frecuencias de excitación correspondientes a éstas, se debe demostrar que no tienen efectos adversos. Además de las excitaciones por múltiplos de la velocidad de giro, se deben considerar en el análisis torsional las excitaciones que no sean función de ésta o que son de naturaleza asíncrona y se debe demostrar que no tienen efectos adversos.

8.1.8.3.5 Cuando las resonancias torsionales calculadas no cumplan con el margen especificado en 8.1.8.3.3 y el proveedor o contratista demuestra que ha agotado todos los esfuerzos por mover la crítica dentro del intervalo limitante de frecuencias, se debe realizar un análisis de esfuerzos para demostrar que las resonancias no tienen efecto adverso en el tren completo. Las suposiciones realizadas en el análisis en cuanto a la magnitud de excitación y grado de amortiguamiento deben ser indicados claramente.

8.1.8.4 Vibración y Balanceo.

8.1.8.4.1 A cada disco o collar de empuje se le debe efectuar un balanceo en un plano antes de ensamblarse en la flecha. A otras partes mayores se les debe efectuar un balanceo dinámico individual antes de que se ensamblen en la flecha.

8.1.8.4.2 Los elementos rotatorios se deben balancear multiplano dinámicamente durante el ensamble. Esto debe ser realizado después de agregar no más de dos componentes mayores. La corrección de balanceo debe realizarse solo a los componentes que son adicionados. Otros componentes pueden requerir correcciones menores durante el balanceo fino del elemento completamente ensamblado. En rotores que tengan cuñeros sencillos estos deben ser llenados a tope con una media cuña. Cuando se especifique, se debe registrar en la hoja de trabajos de desbalanceo residual el peso de todas las medias cuñas usadas durante el último balanceo del elemento ensamblado. El desbalanceo residual máximo permisible por plano (chumacera) se debe calcular como sigue:

$$U_{max} = 6350\ W / N$$

Donde:

Umax = Desbalanceo residual, en gramos – milímetro.

W = Peso del componente por plano, en kilogramos.

(La suma de los pesos por plano debe ser igual al peso total del componente)

N = Velocidad máxima continua, en r/min.

Cuando se suministren rotores de repuesto, éstos se deben balancear con las mismas tolerancias que el rotor principal.

8.1.8.4.3 Después del balanceo final de cada elemento rotatorio ensamblado se debe realizar una revisión del desbalanceo residual y registrarlo en la hoja de trabajo del fabricante (de acuerdo al Anexo E del API-611:2008 o equivalente).

8.1.8.4.4 El balanceo a alta velocidad (balanceo a la velocidad de operación en una máquina de balanceo de alta velocidad) se debe realizar solamente con la aprobación específica del PEMEX. El criterio de aceptación para este balanceo debe ser de mutuo acuerdo entre PEMEX y el proveedor o contratista.

8.1.8.4.5 Durante la prueba en taller de la máquina ensamblada con el rotor balanceado, operando a la máxima velocidad continua o a cualquier otra velocidad dentro del intervalo de velocidades de operación especificado, la amplitud de vibración pico a pico sin filtrar en cualquier plano, medida en la flecha adyacente y relativa a cada chumacera radial, no debe exceder los siguientes valores o 50 micrómetros, cualquiera que sea menor.

A=25,4 (12000/ N) 1/2

Donde:

A = Amplitud de vibración sin filtrar, pico a pico en micrómetros.

N = Velocidad máxima continua en rpm.

A cualquier velocidad mayor que la velocidad máxima continua, hasta e incluyendo la velocidad de disparo, la vibración no debe de exceder 13 micrómetros adicionales o 150 por ciento del valor máximo registrado a la velocidad máxima continua el que sea mayor. Estos límites no se deben confundir con los límites especificados para verificación en taller de respuesta de desbalanceo.

8.1.8.4.6 Cuando se especifiquen transductores de no contacto, se debe determinar y registrar el mal acabado “runout” mecánico y eléctrico del rotor. Se debe rotar el rotor sobre bloques V sobre la línea de centros del muñón y mientras, se mide el mal acabado con un transductor de no contacto y un indicador de carátula localizados ambos en la línea de centros donde se va a colocar el transductor y hasta una distancia a cada lado igual al diámetro de la punta del transductor.

8.1.8.4.7 Se deben incluir en el reporte de prueba mecánica, los registros de mal acabado eléctrico y mecánico para los 360 grados en cada transductor.

8.1.8.4.8 Si el proveedor o contratista puede demostrar que un mal acabado “runout” mecánico y eléctrico está presente, se puede restar vectorialmente de la amplitud de vibración medida durante la prueba en fábrica un máximo de 25 por ciento del nivel calculado en 8.1.8.4.5 o 6 micrómetros, lo que sea mayor.

8.1.8.4.9 Cuando no se suministren transductores de no contacto o cuando no se pueda medir la vibración en la flecha, los valores de vibración en velocidad pico medidos en los soportes de chumaceras, mientras se giren a las velocidades descritas en las pruebas en fábrica, no deben exceder de 3,0 mm/s (0,12 pulg/s) sin filtrar y 2,0 mm/s (0,08 pulg/s) filtrada a la velocidad de giro.

8.1.9 Chumaceras y caja de chumaceras.

8.1.9.1 Generalidades.

8.1.9.1.1 Las chumaceras deben ser de uno de los arreglos siguientes:

a) Chumaceras radiales y de empuje antifricción

b) Chumaceras radiales y de empuje hidrodinámicas

c) Chumaceras radiales hidrodinámicas y chumacera de empuje antifricción.

8.1.9.1.2 Se deben suministrar chumaceras radiales y de empuje antifricción bajo las siguientes condiciones:

a) Cuando el factor de velocidad “Ndm” de chumaceras antifricción sea menor de 300 000.

b) Cuando las chumaceras antifricción tengan una capacidad de vida L10 (ver ISO 281:2007 o ABMA 9 o equivalente), de al menos 50 000 horas en operación continua a condiciones nominales, o 32 000 horas a cargas máximas axial y radial y a velocidad nominal.

8.1.9.1.3 Se deben suministrar chumaceras radiales y de empuje hidrodinámicas bajo cualquiera de las siguientes condiciones:

a) Cuando el factor de velocidad “Ndm” sea igual o mayor de 300 000**.**

b) Cuando los chumaceras antifricción no alcancen una capacidad de vida L10 (ver ISO 281:2007 o ABMA 9 o equivalente), de al menos 50 000 horas en operación continua a condiciones nominales, o 32 000 horas a cargas máximas axial y radial y a velocidad nominal**.**

8.1.9.1.4 Se deben suministrar chumaceras radiales hidrodinámicas y chumacera de empuje antifricción bajo las siguientes condiciones:

a) Cuando las chumaceras radiales antifricción no cumplan el factor de velocidad “Ndm” ni la capacidad de vida indicadas en 8.1.9.1.3.

b) Cuando la chumacera de empuje antifricción cumpla el factor de velocidad “Ndm” y la capacidad de vida indicadas en 8.1.9.1.3.

8.1.9.1.5 Las turbinas se deben suministrar con chumaceras de empuje diseñadas para manejar cargas axiales en cualquier sentido. Las turbinas de etapas múltiples se deben suministrar con chumaceras de empuje hidrodinámicas.

8.1.9.1.6 Las chumaceras se deben diseñar para suprimir inestabilidades hidrodinámicas y proveer suficiente amortiguamiento sobre todo el intervalo de claros permisibles de la chumacera y así limitar la vibración del rotor a la máxima amplitud especificada (ver 8.1.8.4.5) mientras el equipo está operando con o sin carga a las velocidades de operación especificadas, incluyendo la operación a cualquier velocidad crítica.

8.1.9.1.7 Las chumaceras de empuje se deben dimensionar para operación continua en todo el intervalo de operación incluyendo las condiciones más severas de operación especificadas. El cálculo de la fuerza de empuje debe incluir pero no limitarse a los siguientes factores:

a) Ensuciamiento y variación en claros del sello hasta el doble de los claros internos de diseño.

b) Los incrementos de empuje provenientes de todos los cambios de diámetro.

c) Reacción y presión diferencial en la etapa.

d) Variaciones de presión a la entrada y salida de toberas.

e) Cargas externas de los equipos accionados.

8.1.9.1.8 Las fuerzas de empuje para acoplamientos con elementos metálicos flexibles se debe calcular en base a la deflexión máxima permisible indicada por el fabricante del cople.

8.1.9.1.9 Si dos o más fuerzas de empuje al rotor van a ser soportadas por una chumacera de empuje (tal como en una caja de engranaje), la resultante de las fuerzas debe ser utilizada si las direcciones de las fuerzas son numéricamente aditivas; de otro modo, se debe utilizar la mayor de las fuerzas.

8.1.9.1.10 En las chumaceras hidrodinámicas radiales y de empuje se deben instalar sensores de temperatura de metal conforme al API 670:2003 o equivalente.

8.1.9.2 Chumaceras antifricción o rodamientos.

8.1.9.2.1 Los rodamientos se deben localizar en la flecha utilizando anillos, collares u otro dispositivo de localización positivo. No se aceptan anillos elásticos o de resorte.

8.1.9.2.2 Los rodamientos se deben retener en la flecha con un ajuste de interferencia y fijados en el alojamiento con un claro diametral, ambos conforme a lo recomendado por ABMA 7.

8.1.9.2.3 Los rodamientos se deben montar directamente en la flecha.

8.1.9.2.4 Rodamientos radiales de una hilera de ranura profunda deben tener un claro interno mayor al normal conforme a ISO 5753-1:2009 grupo 3 (ABMA símbolo 3, como se define en ABMA 20 o equivalente).

8.1.9.2.5 Los rodamientos de empuje se deben seleccionar de acuerdo a lo siguiente:

a) Utilizar rodamientos de bolas de una hilera de ranura profunda tomando en cuenta que las cargas combinadas axial y radial estén dentro de su capacidad y se cumplan los requisitos indicados en 8.1.9.1.2.

b) Cuando las cargas excedan la capacidad de un solo rodamiento de bolas de una hilera de ranura profunda se debe utilizar un par de rodamientos de bolas de una hilera de contacto angular (40°) serie 7000 en arreglo espalda con espalda**.**

c) Los dispositivos que se utilicen para asegurar los rodamientos de empuje a la flecha deben ser tuercas y arandelas tipo lengüeta**.**

d) No se deben utilizar rodamientos de bolas con cuatro puntos de contacto o rodamientos rígidos de bolas con ranuras de llenado.

8.1.9.3 Chumaceras hidrodinámicas.

8.1.9.3.1 Las chumaceras radiales hidrodinámicas deben ser seccionadas para facilidad de ensamble, de diámetro preciso y de tipo manga o zapata, con respaldo de acero, con metal antifricción “babbit” en camisa reemplazable, zapatas o casquillos. Estas chumaceras deben ser provistas con pernos antirotación, y deben ser positivamente asegurados en dirección axial. Se deben diseñar para evitar la colocación incorrecta.

8.1.9.3.2 Las camisas, zapatas o casquillos deben estar en alojamientos de chumaceras divididas horizontalmente y deben ser reemplazables sin tener que desmantelar cualquier parte de la carcasa o remover el cubo del acoplamiento.

8.1.9.3.3 Las chumaceras de empuje hidrodinámicas se deben diseñar con respaldo de acero, multi segmentadas, con metal antifricción “babbit”, para una capacidad de empuje igual en ambos sentidos y arregladas para lubricación presurizada continua en cada lado. Ambos lados deben ser de tipo zapata basculante, incorporando características de auto nivelación que asegure que cada zapata soporte una parte igual de la carga de empuje con variación mínima en el espesor de la zapata.

8.1.9.3.4 Cada zapata se debe diseñar y fabricar con una precisión en la dimensión (variación en el espesor) que permita el intercambio o reemplazo de zapatas individuales.

8.1.9.3.5 Se deben suministrar collarines de empuje integrales con al menos 3.2 milímetros adicionales que permitan el remaquinado si el collarín se daña. Si PEMEX autoriza la utilización de collarines de empuje reemplazables, éstos deben fijarse positivamente a la flecha para prevenir desgaste por frotación.

8.1.9.3.6 Ambas caras del collarín de empuje deben tener un acabado superficial no mayor de 0.4 micrómetros Ra, y una vez montado en la flecha la excentricidad axial no debe exceder 13 micrómetros.

8.1.9.3.7 Para acoplamientos tipo dentados, la fuerza de empuje externa debe ser calculada por la siguiente fórmula:

$$F = \frac{(0.25)(9550)P_r}{N_r D}$$

Donde:

F = Fuerza externa en kN

Pr = Potencia nominal en kW

Nr = Velocidad de régimen en r/min.

D = Diámetro de la flecha en el acoplamiento en mm

8.1.9.3.8 Las chumaceras hidrodinámicas de empuje se deben seleccionar para que a cualquier condición de operación la carga no exceda el 50 por ciento de la carga última nominal indicada por el fabricante de la chumacera. La carga última nominal es la carga que producirá el espesor mínimo de película de aceite sin inducir falla durante el servicio continuo, o la carga que no excederá el límite elástico del metal antifricción babbit, en el lugar de temperatura máxima en la zapata, la carga que sea menor. Para el dimensionamiento de las chumaceras de empuje se deben tomar las siguientes consideraciones para cada aplicación específica.

a) La velocidad de la flecha.

b) La temperatura en el metal antifricción babbit

c) La deflexión en la zapata de la chumacera.

d) El espesor mínimo de la película de aceite.

e) La alimentación, viscosidad y temperatura de suministro de aceite.

f) La configuración del diseño de la chumacera.

g) La aleación del metal antifricción babbit.

h) La turbulencia en la película de aceite.

8.1.9.3.9 Las chumaceras de empuje deben permitir el posicionamiento axial de cada rotor con respecto a la carcasa y el ajuste de los claros o precarga de las chumaceras.

8.1.9.3.10 El dimensionamiento de las chumaceras de empuje hidrodinámicas deben ser revisadas y aprobadas por PEMEX.

8.1.9.4 Cajas de chumaceras.

8.1.9.4.1 El arreglo de las cajas debe permitir el reemplazo de las chumaceras sin afectar el montaje.

8.1.9.4.2 Las cajas de chumaceras divididas axialmente deben tener una junta de metal – metal, y cuyas mitades estén aseguradas por medio de clavija cilíndrica.

8.1.9.4.3 Se debe proveer un enfriamiento suficiente que incluya lo necesario por ensuciamiento del aceite, basado en las condiciones de operación especificadas y una temperatura ambiente de 40 ºC para mantener la temperatura del aceite y de la chumacera como sigue:

a) Para sistemas presurizados, una temperatura de aceite a la salida por debajo de 70 ºC y una temperatura de metales de chumacera menor a 93 ºC. Durante la prueba en fábrica el incremento en la temperatura del aceite de la chumacera no debe exceder 40 ºC**.**

b) Para lubricación por anillo o por salpicado, la temperatura del aceite del carter por debajo de 82 ^{o}C. Durante la prueba en taller el incremento de la temperatura no debe exceder 40 ^{o}C**.**

8.1.9.4.4 El arreglo de las cajas de chumaceras hidrodinámicas se debe diseñar para reducir al mínimo la formación de espuma. El sistema de drenado debe mantener el nivel de aceite y espuma abajo de los sellos de la flecha.

8.1.9.4.5 Se deben hacer consideraciones especiales al diseño de la chumacera, al flujo de aceite y al incremento de temperatura permisible, si la temperatura de entrada del aceite excede 49 °C o si la temperatura ambiente excede 42 ºC. Las salidas de aceite de las chumaceras de empuje inundadas se deben localizar en la mitad superior del anillo de control y ser tangenciales, si no se utilizan anillos de control se deben localizar en el cartucho de la chumacera de empuje.

8.1.9.4.6 Cuando se requiera enfriamiento por medio de agua, las chaquetas deben tener solo conexiones externas entre la parte alta y la parte baja de la caja enchaquetada, y no debe tener ya sea empaques o juntas de conexión roscadas, las cuales puedan permitir fuga de agua dentro del recipiente de aceite. Si se utilizan serpentines de enfriamiento (con sus conexiones), estos deben ser de materiales metálicos no ferrosos y no deben tener juntas a presión. Los serpentines deben tener un espesor mínimo de pared de 1.0 mm y un diámetro exterior de al menos 12.7mm.

8.1.9.4.7 Para lubricación presurizada las conexiones de entrada de aceite y las de drenaje deben ser bridadas o maquinadas y fijadas con pernos. Se permiten orificios roscados en tamaños DN 20, DN 25 Y DN 40. Conexiones de tubería en orificios roscados DN 40 se deben instalar como sigue:

a) Para cajas de chumaceras de hierro fundido se deben instalar niples de tubería de acero inoxidable de cédula 40S, con una longitud no mayor de 150 mm.

b) Para cajas de chumaceras de acero se deben instalar niples de tubería de acero al carbono cédula 80 con una longitud preferentemente no mayor de 300 mm.

c) El niple de tubería se debe suministrar con brida de acero al carbono tipo deslizable.

d) Las conexiones roscadas se deben sellar con soldadura, sin embargo, el sello con soldadura no se requiere en cajas de hierro fundido o cuando se necesita desarmar por mantenimiento. Juntas selladas con soldadura deben ser de acuerdo con ASME B31.3 o equivalente. Conexiones roscadas que no sean selladas con soldadura deben ser hechas sin utilizar cinta para roscas.

e) Tubos y accesorios de tubería en conexiones DN 20 y DN 25 no se deben sellar con soldadura.

8.1.9.4.8 Las cajas de chumaceras se deben equipar con sellos reemplazables tipo laberinto y deflectores donde la flecha pasa a través de la caja, no se deben utilizar sellos tipo reborde. Los sellos y deflectores deben ser fabricados de material antichispa. El diseño de los sellos y deflectores debe retener eficientemente el aceite dentro de la caja y prevenir la entrada de vapor, condensado y materiales extraños al interior.

8.1.9.4.9 Las cajas de chumaceras deben proporcionar protección contra la contaminación por condensados de vapor, particularmente durante periodos de paro.

8.1.9.4.10 Las cajas para chumaceras con lubricación de aceite no presurizado se deben de suministrar con aberturas roscadas y tapadas para llenado y drenaje de al menos DN15. Las cajas se deben equipar con aceiteras de nivel constante con indicador de nivel de al menos 0.12 litros, con posicionador de nivel positivo (no un tornillo externo), contenedor de vidrio resistente al calor y guarda de alambre. Se deben proporcionar medios para detectar el sobrellenado de las cajas. Se debe localizar y marcar claramente en el exterior de la caja de chumaceras el nivel apropiado de aceite, ya sea con una placa permanente de metal, o con marcas inscritas en la fundición.

8.1.9.4.11 Las cajas para chumaceras lubricadas por anillo de aceite, deben ser provistas con puertos taponados colocados de tal manera que permitan una inspección visual del anillo de lubricación mientras la turbina se encuentra operando.

8.1.9.5 Lubricación por niebla.

8.1.9.5.1 Cuando se especifique sistema de lubricación por niebla se debe proveer una conexión para entrada de niebla de aceite de 6.3 mm de diámetro nominal en la mitad superior de la caja de chumaceras. Las conexiones se deben localizar de tal manera que la niebla de aceite fluya a través de las chumaceras antifricción. En sistemas de niebla pura no debe haber pasajes internos que acorten el circuito de aceite entre la entrada y el venteo. Si las chumaceras son de tipo manga las conexiones para el condensado de la niebla de aceite se deben localizar sobre las chumaceras para que el aceite de alimentación escurra dentro de ellas.

8.1.9.5.2 Se deben proveer conexiones roscadas para venteo de 6.3 mm de diámetro nominal en la caja de chumaceras o en el extremo de la cubierta para cada uno de los espacios entre los rodamientos y los cierres de la flecha en la caja. Alternativamente, cuando las conexiones se encuentren entre los rodamientos y los cierre de la flecha en la caja, se debe suministrar un venteo central a la caja. Cajas que tienen sólo chumaceras tipo manga deben tener el venteo ubicado cerca del extremo de la caja.

8.1.9.5.3 No se deben utilizar chumaceras blindadas o selladas.

8.1.9.5.4 Se deben suministrar anillo de aceite o retenedor, y aceitera de nivel constante con una marca de indicación del nivel, cuando se especifique un sistema de lubricación por niebla purga y la aceitera se debe

conectar de tal manera que se mantenga a la presión interna de la caja de chumaceras. Cuando se especifique niebla pura estos puntos no deben ser proporcionados.

8.1.9.5.5 Para niebla pura se deben considerar características especiales en las cajas de chumaceras cuando se tengan temperaturas de operación de vapor mayores de 300 ºC para reducir la temperatura de las pistas de rodamientos por transferencia de calor.

8.1.9.5.6 Cuando se especifiquen se deben instalar dos transductores de vibración radial en cada chumacera radial, dos transductores de posición axial en el extremo de empuje y un transductor de fase por cada máquina. El proveedor o contratista debe suministrar dichos transductores; su localización, montaje y calibración se deben realizar de acuerdo con API 670:2003 o equivalente.

8.1.9.5.7 Cuando se especifique, las cajas de chumaceras se deben preparar para la instalación permanente de transductores de vibración tipo acelerómetro en la parte superior de la caja. El proveedor o contratista debe suministrar dichos transductores; la superficie de contacto y barrenos deben ser conforme a API 670:2003 o equivalente.

8.1.9.5.8 Las cajas de chumaceras se deben suministrar con preparaciones de 2 mm de profundidad en las direcciones vertical y horizontal y para la chumacera lado libre también en la dirección axial, para medición de vibración manual.

8.1.10 Lubricación.

8.1.10.1 Las chumaceras y cajas de chumaceras se deben arreglar para lubricación con aceite de hidrocarburos. Las turbinas que no lleven lubricación presurizada, deben tener preparaciones para lubricación por niebla y esta lubricación debe ser suministrada de acuerdo a la NRF-250-PEMEX-2010.

8.1.10.2 Los anillos y discos de aceite deben ser metálicos. Los discos deben estar asegurados positivamente a la flecha y deben tener un buje o cubo para mantener la concentricidad. Se debe indicar la sumergencía requerida por el anillo de aceite.

8.1.10.3 Cuando se especifique un sistema de lubricación presurizado este debe garantizar las presiones necesarias a las chumaceras del accionador y equipo accionado (incluyendo engranes si los hay) al gobernador y sistema de control. Este sistema presurizado debe cumplir con los requerimientos de la ISO 10438-3:2008.

8.1.10.4 Cuando se especifique un sistema de lubricación común a dos o más máquinas (tal como una bomba, compresor, caja de engranes y turbina**),** el proveedor o contratista responsable de la unidad completa se debe asegurar que el aceite suministrado sea compatible en tipo, grado, presión y temperatura para todo el equipo servido por el sistema común.

8.1.10.5 El fabricante de la turbina debe verificar que el tipo de lubricación requerida garantice el buen funcionamiento de su equipo (y en su caso la caja de engranes) en todas las condiciones de operación especificadas (intervalo amplio de velocidades de operación, arranques rápidos u operación a baja velocidad).

8.1.10.6 Cuando se proponga un sistema de circulación, los detalles del sistema deben ser enviados a PEMEX para su revisión.

8.1.10.7 Turbinas que tengan sistema de lubricación presurizado diferente a lo requerido en ISO 10438-3:2008 debe incluir lo siguiente:

8.1.10.7.1 Un tanque acumulador de aceite fabricado de acero inoxidable tipo AISI 300 o equivalente, con las siguientes características y aditamentos.

a) Capacidad suficiente para evitar recarga frecuente y para proveer suficiente holgura cuando el sistema pare. El tanque se debe dimensionar para proveer 4 minutos de consumo del sistema pero no menos de 2 minutos de la capacidad de la bomba a velocidad normal. El consumo del sistema es el flujo entregado por la bomba menos el flujo de la válvula de control de presión.

b) Previsiones para eliminar el aire y reducir los materiales extraños que floten para la succión de la bomba.

c) Una conexión de llenado con indicador de nivel con vidrio blindado y respiradero apropiados para uso a la intemperie.

d) Fondo con pendiente y conexión para drenado completo.

e) Abertura para limpieza tan grande como sea práctico.

8.1.10.7.2 Una bomba de aceite principal accionada por la flecha, a menos que otra fuente de aceite presurizado sea proporcionada. El drenaje del aceite en la línea de la succión durante los periodos de paro no debe causar daños a la bomba en los arranques automáticos.

8.1.10.7.3 Si se requiere para el arranque, se debe suministrar anillos de aceite o una bomba de reserva operada manualmente.

8.1.10.7.4 Un enfriador de aceite, preferentemente separado y tipo envolvente haz de tubos. No se aceptan enfriadores de aceite dentro del contenedor.

8.1.10.7.5 Un filtro de flujo completo con elementos reemplazables y filtración nominal de 25 micrómetros o más fino. El material del cartucho filtrante debe ser resistente a la corrosión. No se aceptan mallas metálicas o elementos filtrantes de metal sinterizado. Los filtros no deben ser equipados con válvula de alivio o desvío automático.

8.1.10.7.6 Un medidor de temperatura después del enfriador de aceite.

8.1.10.7.7 Manómetro del tipo diferencial sencillo, conectados a la entrada y a la salida del filtro (con válvula para su remoción).

8.1.10.7.8 Una bomba de relevo del 100 por ciento de la capacidad, automáticamente controlada y accionada de manera independiente por motor eléctrico.

8.1.10.7.9 Un indicador visual de flujo en cada línea de dren de aceite de chumaceras.

8.1.10.7.10 Interruptores de alarma y paro independientes por baja presión de aceite.

8.1.10.7.11 Un interruptor para el arranque de la bomba auxiliar de aceite por baja presión.

8.1.10.8 Las bombas de aceite principal y de respaldo deben tener carcasa de acero. Cualquier otro componente conteniendo aceite presurizado debe ser hecho de acero.

8.1.10.9 Cuando se especifique, se debe proporcionar un elemento externo removible para calentar con vapor el aceite del recipiente o un calentador de inmersión termostático controlado eléctricamente con una cubierta de acero inoxidable AISI 300 o similar, para calentar la capacidad de carga del aceite antes del arranque en clima frío. El dispositivo de calentamiento debe tener capacidad suficiente para calentar el aceite del depósito de la temperatura mínima ambiental indicada para el sitio, a la temperatura de arranque requerida por el fabricante, en menos de 12 horas. Si se utiliza un calentador eléctrico inmerso, este debe tener una densidad máxima de potencia de 2.33 watts por centímetro cuadrado.

8.1.11 Placa de datos y flechas de rotación.

8.1.11.1 Se debe fijar una placa de datos en un punto accesible en el cuerpo de la turbina y en cualquier otra pieza mayor del equipo. Las flechas de rotación deben ser fundidas o fijadas a cada parte mayor del equipo rotatorio. Placas y flechas si se fijan deben ser de acero inoxidable ASTM A 351/A 351M Gr. CF3M o equivalente o de aleación níquel cobre ASTM A 494/A 494M Gr. M35-1 (UNS N24135) o equivalente. Los tornillos o remaches deben ser del mismo material.

8.1.11.2 Las unidades mostradas en la placa de datos deben cumplir con los requerimientos de NOM-008-SCFI-2002. Cualquier otra unidad se debe indicar entre paréntesis, después de la unidad requerida por NOM-008-SCFI-2002.

8.1.11.3 La placa de datos debe tener estampada con letras de golpe o con un método similar, la siguiente información:

a) Nombre del fabricante.

b) Número de serie.

c) Tamaño y tipo.

d) Potencia y velocidad nominal.

e) Primera velocidad crítica. (Si el valor de la velocidad crítica no es obtenida por pruebas, la palabra “Calculada”, debe ser estampada al lado del número).

f) Segunda velocidad crítica (Si el valor de la velocidad crítica no es obtenida por pruebas, la palabra “Calculada” debe ser estampada al lado del número.

g) Velocidad máxima continúa.

h) Velocidad mínima permisible.

i) Ajuste de disparo por sobre velocidad.

j) Temperatura y presión normal y máxima de entrada del vapor.

k) Presión normal y máxima de vapor a la salida.

l) Clave del equipo (número de identificación de PEMEX).

8.2 Materiales.

8.2.1 Generalidades.

8.2.1.1. Los materiales de construcción deben ser seleccionados por el fabricante para las condiciones de operación especificadas, con excepción de aquellos que sean requeridos o prohibidos por esta norma.

8.2.1.2 Los materiales de construcción se deben identificar en la propuesta con la especificación y designación de ASTM, AISI, ASME o equivalentes, incluyendo el grado del material. Cuando la designación no esté disponible, la especificación del material del fabricante se debe incluir en la propuesta dando las propiedades físicas, composición química y requerimientos de pruebas. Se prohíbe la utilización de acero ASTM A 515 o equivalente.

8.2.1.3 Las partes sujetas a presión se deben fabricar de acero si las condiciones de vapor máximas a las cuales puedan estar sujetas exceden 1725 kPa ((250 lbs/pulg^2 man) o 260 ºC (500 ºF), o si la temperatura de vapor normal excede los 232 ºC (500 ºF). Las carcasas de salida de turbinas sin condensación se deben fabricar de acero cuando la presión máxima de salida exceda los 517 kPa (75 lbs/pulg^2 man) o si la temperatura de salida sin carga pueda exceder los 260 ºC. Se debe utilizar un acero de aleación apropiado donde la temperatura máxima del vapor puede exceder los 410 ºC (770 ºF).

8.2.1.4 No se aceptan carcasas de hierro fundido.

8.2.1.5. Los materiales para otras partes de la turbina deben ser: para la flecha y discos el estándar del fabricante, para alabes y toberas (rotatorios o fijos) 11-13 Cr, para cinchos de alabes 11-13 Cr o cobre–níquel y para coladeras 18-8 acero inoxidable).

8.2.1.6 El fabricante debe seleccionar los materiales de acuerdo a los agentes corrosivos indicados en la documentación que proporciona PEMEX, presentes en el vapor y en el ambiente, incluyendo aquellos que puedan causar agrietamientos por esfuerzos por corrosión.

8.2.1.7 Aquellas partes de acero inoxidable austenitico que estarán expuestas a condiciones que favorezcan la corrosión íntergranular, y que sean fabricados o recubiertos por soldadura, se deben fabricar de aceros inoxidables de bajo carbono o estabilizados.

8.2.1.8 Los materiales, factores de calidad de la fundición y la calidad de cualquier soldadura, deben ser iguales a aquellos requeridos por el ASME Sección VIII, división 1 o equivalente.

8.2.1.9 La calidad mínima del material de los pernos para juntas de presión en carcasas de acero debe ser aceros aleados de alta temperatura (tal como ASTM A193, Grado B7). Se deben utilizar tuercas de acero al carbono (tal como ASTM A194 Grado 2H), y donde el espacio sea limitado se deben utilizar tuercas de acero al carbono endurecido (tal como ASTM A563 Grado A). Para temperaturas menores a -30 $^{\circ}$C se debe utilizar material para pernos de baja temperatura (tal como ASTM A320) de acuerdo a la NRF-027-PEMEX-2009.

8.2.2 Fundiciones.

8.2.2.1 Las fundiciones deben estar en buen estado y libres de porosidades, huecos, rechupes, grietas, escoria, escamas, burbujas u otros defectos perjudiciales. La superficie de las carcasas deben ser limpiadas por chorro de arena, por chorro de granalla, limpieza química o cualquier otro método a metal blanco de acuerdo a la NACE No. 1 o equivalente. Las partes de moldeo, deben ser desbarbadas, limadas o esmeriladas.

8.2.2.2 La utilización de soportes internos en fundiciones a presión se debe mantener al mínimo. Los soportes deben estar limpios y libres de corrosión y deben ser de una composición compatible con la fundición.

8.2.2.3 Ninguna fundición a presión se debe reparar, excepto como se especifica a continuación:

a) Fundiciones de acero de grado soldable se deben reparar por soldadura utilizando un procedimiento calificado basado en los requisitos del ASME sección VIII división 1 y ASME sección IX o equivalentes. Después de una reparación mayor y antes de la prueba hidrostática, a la fundición reparada se le debe dar un tratamiento térmico para asegurar un relevado de esfuerzos y continuidad en las propiedades mecánicas del metal base y la soldadura así como estabilidad dimensional durante las operaciones de maquinado siguientes.

b) Toda reparación que no esté cubierta por especificaciones ASTM o equivalente no son aceptables por PEMEX.

8.2.2.4 No se permiten corazones huecos encerrados completamente, incluyendo huecos cerrados por taponamientos.

8.2.3 Forja.

8.2.3.1 Ninguna forja sometida a presión se debe reparar, excepto como se especifica a continuación.

a) Forjas de acero de grado soldable se deben reparar por soldadura, utilizando un procedimiento calificado basado en los requisitos del ASME sección VIII división 1 y ASME sección IX o equivalentes. Después de una reparación mayor y antes de la prueba hidrostática, a la forja reparada se le debe dar un tratamiento térmico para asegurar un relevado de esfuerzos y continuidad en las propiedades mecánicas del metal base y la soldadura.

b) Toda reparación que no esté cubierta por especificaciones ASTM o equivalente no son aceptables PEMEX.

8.2.4 Soldadura.

8.2.4.1 Soldaduras para tuberías, partes sujetas a presión, partes rotatorias y partes sometidas a esfuerzos, así como soldadura de materiales disímiles y reparación con soldaduras, se deben realizar e inspeccionar por personal y procedimientos calificados de acuerdo con el código ASME sección VIII, división 1 y ASME sección IX o equivalentes.

8.2.4.2 Antes de realizar una reparación mayor se debe notificar a PEMEX. Se entiende como reparación mayor a aquellas que se realicen a alguna parte rotatoria, a una parte a presión en la cual la profundidad de la cavidad preparada para realizar la soldadura exceda el 50 por ciento del espesor de la pared o sea mayor a 150 mm de longitud en cualquier dirección o bien que el área de reparación exceda el 10 por ciento del área total de la parte.

8.2.4.3 El proveedor o contratista es responsable de los procedimientos y revisión de todas las reparaciones y de las soldaduras reparadas en cumplimiento con 8.2.2.3 a), así como de los tratamientos térmicos y de las pruebas no destructivas. Las soldaduras reparadas deben probarse con pruebas no destructivas por el mismo método utilizado para detectar la falla original. Como mínimo la inspección debe realizarse por el método de partículas magnéticas para materiales magnéticos y por líquidos penetrantes para materiales no magnéticos.

8.2.4.4 Todas las soldaduras diferentes a las cubiertas por ASME B31.3 y el código ASME Sección VIII división 1 o equivalentes, como son soldaduras en placas base, canalizaciones no sujetas a presión, recubrimientos, y paneles de control, deben realizarse de acuerdo con AWS D1.1 o equivalente.

8.2.4.5 Carcasas a presión hechas de materiales de forja o combinaciones de materiales de forja y fundición deben cumplir lo siguiente:

a) Bordes de placa se deben inspeccionar por partículas magnéticas o líquidos penetrantes como se especifica en el código ASME sección VIII, División 1, UG-93(d) (3) o equivalente.

b) Superficies accesibles de soldaduras se deben inspeccionar por partículas magnéticas o líquidos penetrantes después de esmerilar o cortar y otra vez después del tratamiento térmico realizado al término de la soldadura. El control de calidad de soldaduras inaccesibles es responsabilidad fabricante, proveedor o contratista.

c) Soldaduras de partes a presión deben ser de penetración total.

d) Carcasas fabricadas de materiales que de acuerdo a ASME Sección VIII División 1 requieran tratamiento térmico al término de la soldadura, éste se debe realizar sin importar el espesor del material.

8.2.4.6 Las fundiciones, sin tener en cuenta su espesor, deben ser relevadas de esfuerzos después de ser soldadas.

8.3 Accesorios.

8.3.1 Engranes.

8.3.1.1 Se pueden suministrar engranes para aplicaciones donde su inclusión resulte en una turbina más eficiente. El consumo especifico de vapor y las curvas de comportamiento deben ser basadas en la potencia de salida de la unidad de engranes.

8.3.1.2 No se aceptan unidades con engranes integrados, a menos que PEMEX lo solicite para una aplicación específica.

8.3.1.3 A menos que otra cosa se especifique, las unidades de engranes con flecha paralela separada hasta 1500 kilowatts (2000 hp), deben cumplir con el estándar API 677:2006 o equivalente.

8.3.1.4 El sentido de rotación de la flecha a la salida de la caja de engranes, debe ser claramente indicado en toda la documentación de diseño, así como en el equipo.

8.3.2 Coples y guardacoples.

8.3.2.1 Se deben suministrar coples flexibles y guardacoples entre el equipo accionado y la turbina. El fabricante del equipo accionado debe suministrar el cople.

8.3.2.2 El tipo de cople debe ser acordado entre los fabricantes del equipo accionador y accionado y aprobado por PEMEX. Se debe suministrar un espaciador para el cople de al menos 125 mm (5 pulg). Los coples deben ser de acero forjado y diseñados para permitir desplazamiento axial causado por expansión y otros movimientos en el extremo de la flecha.

8.3.2.3 La información sobre las dimensiones de la flecha, dimensiones del cuñero (si aplica), y desplazamiento axial de la flecha debido al juego en el extremo y a los efectos térmicos se debe suministrar a el fabricante del equipo accionado.

8.3.2.4 Los coples y conexiones entre cople y flecha se deben diseñar para como mínimo manejar la máxima potencia de la turbina multiplicada por el factor de servicio del cople conforme a AGMA 922 o equivalente.

8.3.2.5 Cuando el fabricante de la turbina suministre una unidad de engrane separada, debe también suministrar un cople flexible entre la unidad de engranes y la turbina.

8.3.2.6 Para asegurar el correcto alineamiento de la maquinaria acoplada, la lectura total del indicador de las superficies de alineamiento del acoplamiento se deben controlar como se especifica a continuación:

a) Para todas las turbinas, las superficies del acoplamiento normalmente utilizadas para verificar el alineamiento deben ser concéntricas al eje de rotación del cubo de acoplamiento dentro de los siguientes límites: 13 micrómetros (0.0005 pulg) de lectura total por cada 25 mm de diámetro de flecha con una tolerancia mínima aplicable de 25 micrómetros (0.001 pulg) de lectura total y un máximo de 75 micrómetros (0.003 pulg.) de lectura total. Todos los otros diámetros que no son utilizados para localización o alineación, se deben ajustar al estándar del fabricante del cople, siempre que los requerimientos de balanceo dinámico se cumplan.

b) Para turbinas acopladas al equipo accionado con un cople flexible, las caras de localización y alineamiento deben ser perpendiculares al eje dentro de los límites dados en el inciso a).

c) Las caras de acoplamiento deben ser perpendiculares a los ejes dentro de 1 micrómetro por cada 10 mm (0.0001 pulg. por pulg.) de diámetro de la cara con un máximo de 13 µm (0.0005 pulg) de lectura total.

8.3.2.7 Todos los coples tipo espaciador con elemento flexible metálico deben cumplir con AGMA 9000 clase 9 o equivalente**.**

Adicionalmente estos coples deben cumplir con lo siguiente:

a) Los elementos flexibles deben ser de material resistente a la corrosión.

b) Los coples deben ser diseñados para retener el espaciador si un elemento flexible se rompe.

c) El mamelón del cople debe ser de acero.

d) La longitud nominal del espaciador, debe ser por lo menos de 125 mm (5 pulg) y debe permitir la remoción del cople, chumaceras, sello o rotor, sin afectar el equipo accionado o a la tubería de entrada o escape.

8.3.2.8 Coples que operen a velocidades mayores de 3800 r/min, incluyendo la velocidad máxima continua deben cumplir los requerimientos de ISO 10441:2007 o el estándar API 671:2007 o equivalente para el balanceo por componentes y verificación del balanceo del ensamble.

8.3.2.9 Los coples que operen a velocidades de 3800 r/min o menores, se deben balancear por componentes. Cada componente (cubos, mangas, elementos flexibles, espaciadores y adaptadores) se deben balancear individualmente. Todos los maquinados de componentes (con excepción de cuñeros de cubos con cuñeros sencillos) se deben terminar antes del balanceo. Los componentes se deben balancear dinámicamente a un grado G1 de acuerdo a ISO 1940-1:2003 o a 7 gramos-milímetro (0.01 onzas-pulgada) él que sea mayor. El peso del eje no debe ser mayor del peso del componente que se va a balancear.

8.3.2.10 Cuando PEMEX lo especifique, los coples se deben balancear dinámicamente a un grado G 6.3 de acuerdo con ISO 1940-1:2003.

8.3.2.11 Cuando PEMEX lo especifique, los coples deben cumplir con los requerimientos de ISO-14691:2008, ISO-10441:2007, API-671:2007 o equivalente.

8.3.2.12 Los coples flexibles se deben fijar a la flecha con cuñas. Las cuñas, cuñeros, y los ajustes deben ser conforme a AGMA 9002, clase comercial o equivalente. Coples flexibles de interior cilíndrico deben tener el ajuste por interferencia especificado en ISO 286-2:2010, tolerancia N8, y su colocación en la flecha de acuerdo con AGMA 9002 o equivalente. Los cubos del cople deben tener agujeros de extracción de al menos 10 mm (0.4 pulg) en tamaño para ayudar a desmontarlo. Cuando un cuñero se extienda más allá del cubo del cople la cuña suministrada para la flecha se debe fijar al cuñero de la flecha y forzarse hacia el cubo.

8.3.2.13 Para flechas de diámetros mayores de 60 mm (2.4 pulg.), si PEMEX lo especifica el cubo se debe montar con ajuste cónico. La conicidad para coples con cuña debe ser de 1 en 10 serie cónica larga de acuerdo con AGMA 9002 o equivalente. Procedimientos apropiados de ensamble y mantenimiento deben ser usados para asegurar que el ajuste cónico del cople tenga un ajuste de interferencia.

8.3.2.14 Cada cople debe tener un guarda cople de acuerdo a lo siguiente:

a) Los guarda coples deben encerrar el cople y la flecha para evitar que el personal entre en contacto con piezas móviles durante la operación del equipo.

b) Los guarda coples deben construirse con suficiente rigidez para soportar una carga estática puntual de 90 kg (200 lb) en cualquier dirección sin que el guarda cople entre en contacto con piezas móviles.

c) Los guarda coples deben ser de material antichispa.

d) Los guarda coples se deben fabricar de placa sólida sin aberturas. Los guarda coples fabricados de metal expandido o de hojas perforadas pueden ser utilizados solo si el tamaño de las aberturas no excede 10 mm (0.4 pulg). Cuando se indique en la hoja de datos pueden construirse guarda coples de acero, de cobre o de material no-metálico (polímero). Los guarda coples de alambre tejido no son permitidos.

8.3.3 Placas de montaje.

8.3.3.1 Generalidades

8.3.3.1.1 Si PEMEX no indica otra cosa, las turbinas se deben suministrar para montarse en la placa base del equipo accionado.

8.3.3.1.2 Turbinas con engranes reductores se deben suministrar con todos los componentes del tren montados en una placa de montaje.

8.3.3.1.3 La turbina y todos sus auxiliares deben ser suministrados en una placa de montaje.

8.3.3.2 Base.

8.3.3.2.1 Se debe suministrar una placa base sencilla con canal de drenaje periférico o tipo charola, con una pendiente mínima de 1:20 hacia el extremo de la turbina donde se debe localizar un agujero roscado para drenaje de al menos DN 50 (2 NPS) para que se efectúe un drenado completo.

8.3.3.2.2 La base debe contener el equipo accionado y la turbina completa para que cualquier fuga o goteo se contenga dentro de la base. Para reducir el daño accidental a los componentes, todas las uniones de tubería y las bridas de tubería, incluyendo bridas succión y descarga deben estar dentro del área del canal o charola de drenaje. Todas las demás proyecciones del equipo suministrado deben caer dentro del perímetro de la base de

montaje. Las cajas de conexiones de tamaños grandes pueden sobresalir de la base sólo con la aprobación de PEMEX.

8.3.3.2.3 No se deben usar lainas debajo del equipo accionado. Todos los apoyos del tren accionador se deben maquinar para permitir la instalación de lainas de al menos 3 mm (0.12 pulg.) de espesor bajo los apoyos de cada componente. Se debe incluir un juego de lainas de acero inoxidable con un espesor mínimo de 3 mm (0.12 pulg.). Los paquetes de lainas no deben ser de un espesor mayor de 13 mm (0.5 pulg.) ni tener más de 5 lainas. Todos los juegos de lainas deben rodear los pernos de montaje y los tornillos de elevación o de nivelación, y extenderse al menos 5 mm (0.25 pulg.) más allá de los bordes externos de las patas del equipo. Si el proveedor o contratista no monta los componentes, los apoyos no deben ser taladrados.

8.3.3.2.4 La parte inferior de la base donde descansan los soportes del equipo accionado y del accionador, deben ir soldadas con objeto de reforzar los miembros transversales y estos deben tener una forma adecuada para fijarse a la lechada con el fin de resistir movimientos de la base.

8.3.3.2.5 Todas las placas base deben estar provistas de cuando menos un agujero para la lechada con área de 125 cm^2 (19 $pulg^2$) y dimensiones no menores de 75 mm (3 pulg.), por cada sección separada. Estos agujeros deben estar localizados de tal forma que permitan el llenado total de las cavidades bajo la placa sin crear bolsas de aire. Cuando sea práctico, los agujeros deben ser accesibles para el lechareado con el equipo accionado y la turbina montados en la base. Los agujeros de llenado en las bases tipo charola deben tener un reborde de 13 mm (0.5 pulg.) de altura y si están localizados en un área donde los líquidos puedan afectar la lechada, se deben suministrar cubiertas de lámina calibre 16 como mínimo, para protección. Por cada sección separada debe haber cuando menos un venteo de 13 mm (0.5 pulg) de diámetro mínimo, estos venteos deben estar en la parte más alta de la sección.

8.3.3.2.6 Las esquinas exteriores de la base en contacto con la lechada debe tener al menos 50 mm (2 pulg.) de radio (visto en planta).

8.3.3.2.7 El fondo de la placa base entre los elementos estructurales debe estar abierto si la base se diseña para ser instalada y lechareada en una cimentación de concreto. Se debe proveer accesibilidad para la lechada en la parte inferior de los elementos de carga. El fondo de la base debe estar en un solo plano para permitir el uso de un nivel único de cimentación.

8.3.3.2.8 Cuando PEMEX lo solicite, la placa base y el pedestal de soporte, deben formar una estructura rígida para ser montados sin necesidad de lechada.

8.3.3.2.9 Se deben suministrar tornillos gato posicionadores para alineación axial y transversal en los componentes del tren accionador con pesos de 250 kg (550 lb) y mayores, para facilitar los ajustes horizontales, transversales y longitudinales. Los soportes de estos tornillos deben localizarse sobre la base y no interferir con el montaje y el desmontaje de los componentes. Estos tornillos deben ser de al menos M12 (1/2” - 13). Para prevenir la distorsión, el maquinado de los apoyos de montaje debe diferirse hasta que las soldaduras cercanas a ellos se hayan terminado.

8.3.3.2.10 Se deben suministrar tornillos niveladores verticales espaciados en el perímetro exterior de la base. Estos tornillos se deben localizar adyacentes a los pernos de anclaje para reducir la distorsión durante el proceso de instalación. Los tornillos deben ser suficientes para soportar el peso de la placa base, el equipo accionado y componentes del accionador sin excesiva deflexión y en ningún caso ser menos de seis.

8.3.3.2.11 La altura de la línea de centro del equipo accionado sobre la placa base debe ser la mínima. Se debe proporcionar un claro adecuado bajo los componentes del tren montados, para permitir la conexión a la tubería

la cual se puede extender por debajo de las patas de montaje del equipo y para permitir la inclinación adecuada de cualquier línea de drenaje por gravedad.

8.3.3.2.12 El proveedor o contratista debe limpiar con chorro de arena comercial de acuerdo con ISO 8501-1:2007 grado Sa2 o NACE No. 3 o equivalente todas las superficies de la placa base en contacto con la lechada y cubrir esas superficies con un primario compatible con la lechada epóxica. Lechadas diferentes a epóxicas pueden requerir preparaciones alternativas de la superficie.

8.3.3.2.13 La placa base debe tener orejas de izaje en al menos cuatro puntos. La colocación de las orejas de izaje no debe permitir la distorsión permanente u otro daño a la base o a los equipos montados en ella durante el izaje.

8.3.3.2.14 Se deben suministrar pernos de anclaje suficientes para manejar las fuerzas de reacción en las boquillas durante el arranque y operación de la turbina.

8.3.3.2.15 Las orejas de izaje se deben diseñar usando un esfuerzo de tensión máximo de un tercio del límite elástico del material.

8.3.3.3 Placa Base embebida.

8.3.3.3.1 Cuando PEMEX especifique placas de montaje embebidas, estas deben cumplir los requerimientos de 8.3.3.2.6, 8.3.3.2.9, 8.3.3.2.10, 8.3.3.2.12, 8.3.3.2.14 y 8.3.3.2.15 además de lo siguiente:

a) Las placas deben ser de acero con el espesor suficiente para transmitir las cargas esperadas, desde las patas del equipo hacia la cimentación, pero en ningún caso el espesor de la placa debe ser menor de 40 mm (1.5 pulg).

b) La longitud de las placas debe extenderse más allá de las patas del equipo en todas direcciones y su diseño debe evitar que los pernos de anclaje estén cubiertos por las patas del equipo.

8.3.3.4 Subplaca.

a) Cuando PEMEX especifique subplacas, estas deben ser suministradas por el responsable de la unidad.

b) Si se utilizan las subplacas, las placas de montaje deben ser totalmente maquinadas en la parte superior e inferior.

c) Si se especifican deben ser placas de acero de al menos 25 mm (1 pulg.) de espesor. El acabado de las superficies en contacto debe ser igual al acabado de la placa de montaje.

8.3.4 Control e instrumentación.

8.3.4.1 Generalidades.

8.3.4.1.1 La instrumentación y la instalación deben cumplir con las especificaciones de PEMEX y los requerimientos de ISO 10438-1:2008.

8.3.4.1.2 La instrumentación y control deben ser adecuados para instalación a la intemperie y para la clasificación de área eléctrica especificada en las hojas de datos.

8.3.4.1.3 Se deben suministrar válvulas operadas manualmente para control de toberas para operación a condiciones diferentes de la operación normal. El fabricante debe establecer el número requerido de válvulas manuales y debe proveer los datos de comportamiento (ver 8.1.1.5).

8.3.4.1.4 El conduit, los cables blindados y los soportes se deben diseñar e instalar de modo que sean fácilmente removibles sin dañarlos y se deben localizar de modo que no dificulten la remoción de chumaceras, sellos o internos del equipo o bien actividades de mantenimiento.

8.3.4.2 Sistemas de control de gobierno de velocidad.

8.3.4.2.1 El sistema de gobierno es el sistema primario necesario para hacer que la salida de la turbina cumpla con la aplicación. El sistema de gobierno incluye: el gobernador de velocidad, el mecanismo de control y las válvulas. La función primaria del sistema es mantener la velocidad de la turbina a un valor fijado, regulando el flujo de vapor a través de la turbina. Quien suministre la turbina debe tener la responsabilidad de todo el sistema de gobierno.

8.3.4.2.2 Las turbinas se deben suministrar con una coladera removible para vapor resistente a la corrosión, localizado adelante del gobernador y de las válvulas de disparo. El área libre efectiva mínima de la coladera debe ser el doble del área de la sección transversal de la conexión de entrada de la turbina. La coladera debe ser removible sin desmantelar la tubería de entrada.

8.3.4.2.3 A menos que otra cosa se especifique, se debe suministrar un gobernador hidráulico NEMA Clase A o equivalente. El gobernador debe cumplir con el NEMA SM 23 o equivalente, y debe tener características iguales o mejores que las mostradas en la Tabla 3.

Parámetro	Clase de acuerdo a NEMA SM 23	
	Clase A	Clase D
Máxima regulación de velocidad en estado estable	10	0.5
Máxima variación de velocidad (mas o menos)	0.75	0.25
Máximo aumento de velocidad	13	7
Velocidad de disparo	115	110
Nota. Los valores con excepción de la velocidad de disparo están en porcentaje de la velocidad nominal. Los valores de la velocidad de disparo están en porcentaje de la velocidad máxima continua.		

Tabla 3. Gobernadores de velocidad.

8.3.4.2.4 Si se especifica, se debe suministrar un gobernador electrónico dedicado, Esta unidad debe estar separada e independiente de cualquier otro sistema tal como el control distribuido y si así se requiere se debe alimentar con energía eléctrica de una fuente suministrada por PEMEX.

8.3.4.2.5 Si se suministra un gobernador electrónico dedicado con votación dos de tres se deben cumplir los requerimientos indicados de 8.3.4.2.6 a 8.3.4.2.11.

8.3.4.2.6 Tener un elemento multidentado para registrar la velocidad, fijado positivamente a la flecha. Este elemento se puede compartir entre el gobernador de velocidad, el sistema de disparo por sobrevelocidad y el tacómetro.

8.3.4.2.7 El sistema de gobierno debe incluir al menos dos sensores de velocidad dedicados para el control de la velocidad, los cuales no se deben compartir con el sistema de paro por sobrevelocidad. El gobernador debe discriminar entre las señales de los sensores seleccionando la señal más alta. La falla de cualquier sensor solo debe indicar una alarma, la falla de todos los sensores debe iniciar el paro.

8.3.4.2.8 El diseño del gobernador electrónico debe cumplir los requerimientos de NEMA SM 23 clase D o equivalente (ver Tabla 3) e incluir como mínimo lo siguiente:

a) Un intervalo de velocidad asignable correspondiente al intervalo normal de operación (85 al 105 por ciento de la velocidad de operación nominal).

b) Ajuste de velocidad prefijado.

c) Ajuste de velocidad prefijado controlado remotamente o por el proceso.

d) Indicación digital de velocidad.

e) Salidas para control del mecanismo actuador.

f) Rampa de velocidad ajustable.

g) Control de giro lento.

h) Un medio manual para invalidar el modo automático del disparo por sobrevelocidad para prueba del sistema.

i) Ajustes que sean cambiables en campo protegidos mediante acceso controlado.

8.3.4.2.9 Si se especifica un ajuste de velocidad remoto o por proceso, la velocidad de la turbina debe variar linealmente con la señal de ajuste. Un incremento en la señal significa un incremento en la velocidad.

8.3.4.2.10 El giro lento y el arranque se debe realizar utilizando la válvula del gobernador.

8.3.4.2.11 Falla del sistema de gobierno de velocidad debe iniciar el paro de la turbina.

8.3.4.2.12 A menos que otra cosa se especifique, la velocidad debe ser ajustable por medio de un variador manual de velocidad.

8.3.4.2.13 Cuando se especifique una señal de control para ajustar la velocidad, se debe suministrar un mecanismo de ajuste de velocidad arreglado de tal manera que:

a) El intervalo total de la señal de control especificada por PEMEX debe corresponder al intervalo de operación requerido del equipo accionado. A menos que otra cosa se especifique, la señal máxima de control debe corresponder a la velocidad máxima continua.

b) La actuación o falla de la señal de control o la falla del mecanismo de ajuste de velocidad, no deben evitar que el gobernador limite la velocidad máxima permisible, y no deben tampoco evitar la regulación manual con el variador manual de velocidad.

8.3.4.2.14 A menos que otra cosa se especifique, el intervalo de ajuste de la velocidad del gobernador y del variador manual de velocidad deben ser de un total del 20 por ciento de la velocidad máxima continua (5 por ciento mayor y 15 por ciento menor que la velocidad normal).

8.3.4.2.15 La válvula gobernadora de velocidad debe ser estándar del fabricante, del tipo balanceada a menos que se indique otra cosa.

8.3.4.2.16 El gobernador hidráulico debe incluir un modo manual para incrementar en forma segura la velocidad de la turbina por sobre la velocidad máxima continua y permitir una prueba segura y controlada del sistema independiente de paro de emergencia por sobrevelocidad. El sistema debe permitir el regreso a la velocidad máxima continua sin intervención del operador. Este dispositivo no debe permitir a la turbina exceder el ajuste de disparo por más de 2 por ciento.

8.3.4.2.17 Las válvulas de disparo y de gobierno de velocidad, deben tener un empaque metálico o de otro tipo no compresible en el vástago de la válvula, y un conducto de fuga intermedia cuando la presión máxima de vapor a la entrada es de 17.2 bar man o mayor.

8.3.4.3 Sistemas de paro por sobrevelocidad.

8.3.4.3.1 La turbina debe ser equipada con un sistema independiente de paro de emergencia por sobre velocidad que corte el suministro de vapor a la turbina cuando la velocidad alcanza la de disparo (ver Tabla 3. Gobernadores de velocidad). El sistema de disparo de emergencia debe tener las siguientes características:

a) De fácil acceso.

b) Capacidad de ser manualmente disparada con la condición máxima de presión y flujo de vapor a la entrada en la línea.

c) Capacidad de parar la turbina activando una válvula de disparo, bajo cualquier condición de carga de la turbina.

d) Capacidad de ser restablecida con la presión máxima de entrada en la línea.

e) Componentes a prueba de chispa adecuados para el empleo en áreas clasificadas por gases peligrosos y en exteriores.

Se debe proveer una válvula de bloqueo en la línea de vapor de entrada cercana a la turbina. Esta válvula debe ser cerrada antes de que sea restablecido el sistema de disparo por sobre velocidad.

8.3.4.3.2 De acuerdo a la filosofía de operación y/o requerimiento de Pemex se debe suministrar un sistema de sobrevelocidad electrónico, el cual debe ser un modulo o controlador independiente de los demás subsistemas, donde la protección por sobrevelocidad se debe realizar por un sistema electrónico dedicado e independiente del control de velocidad, el cual debe cumplir con lo que establece el 8.1.1.2.14 y el Apendice “J” del API 670:2003 o equivalente

8.3.4.3.3 Si así se especifica, se debe suministrar un paro electrónico dedicado con votación dos de tres. Esta unidad debe estar separada e independiente de cualquier otro sistema tal como el control distribuido o el gobernador y si así se requiere se debe alimentar con energía eléctrica de una fuente suministrada por PEMEX.

8.3.4.3.4 Si se suministra un sistema de paro electrónico dedicado con votación dos de tres se deben cumplir los requerimientos indicados de 8.3.4.3.5 a 8.3.4.3.8.

8.3.4.3.5 Tener un elemento multidentado para registrar la velocidad, fijado positivamente a la flecha. Este elemento se puede compartir entre el gobernador de velocidad, el sistema de paro por sobrevelocidad y el tacómetro.

8.3.4.3.6 El sistema de paro por sobrevelocidad debe incluir al menos tres sensores de velocidad dedicados para paro, los cuales no se deben compartir con el sistema de gobierno de velocidad. La falla de cualquier sensor solo debe indicar una alarma, la falla de dos de los sensores debe iniciar el paro.

8.3.4.3.7 El diseño del sistema de disparo electrónico debe cumplir los requerimientos siguientes como mínimo:

a) Un intervalo de velocidad de disparo asignable correspondiente al 110 por ciento de la velocidad máxima continúa.

b) Indicación digital de velocidad.

c) Salidas para un mecanismo actuador de disparo independiente. La utilización de dos o más sistemas independientes debe acordarse con PEMEX.

d) Un medio manual para invalidar el modo automático del disparo por sobrevelocidad para prueba de la parte electrónica del sistema de paro.

e) Ajustes que sean cambiables en campo protegidos mediante acceso controlado.

8.3.4.3.8 Falla del disparo por sobrevelocidad debe iniciar el paro de la turbina.

8.3.4.4 Panel de Instrumentación y control.

8.3.4.4.1 Cuando se especifique, el proveedor o contratista debe suministrar un tablero o un panel de control local con toda la instrumentación requerida por PEMEX tanto para la turbina como para el equipo accionado y sus auxiliares. El tablero o panel debe ser diseñado y fabricado de acuerdo con los requerimientos de PEMEX indicados en las bases de licitación. Los instrumentos montados en el tablero o panel de control deben ser claramente visibles por el operador desde el punto de control. El panel o tablero debe ser independiente y su localización debe ser en la base de la unidad o en otro sitio conforme lo especifique PEMEX. El panel debe contar con un botón lámpara de prueba, además debe tener la opción de envío de señales al sistema de control.

8.3.4.4.2 El panel deben ser de placa de acero de al menos 3 mm de espesor, reforzado, autosoportado y cerrado a los lados y por la parte de atrás. Todos los instrumentos deben estar montados en el frente y los sujetadores deben ser de material resistente a la corrosión. Los medidores deben estar marcados con el intervalo de operación, o indicado en una etiqueta cercana.

8.3.4.4.3 El panel de control debe estar completamente ensamblado y alambrado para requerir solo la conexión a la tubería y alambrado de PEMEX. Si se requiere más de un punto de alambrado en una unidad para control o instrumentación, el alambrado a cada interruptor o instrumento debe venir de una caja de terminales sencilla, con bornes terminales. Cada caja debe montarse en la unidad o en su base. El alambrado debe ser instalado

en conductos tubulares. Todas los conductores, bornes, terminales, interruptores e instrumentos deben ser etiquetados para su identificación.

8.3.4.4.4 La tubería de interconexión, tubing o alambrado para el control e instrumentación suministrada por el proveedor o contratista debe ser desmontada solo lo necesario para el embarque.

8.3.4.5 Instrumentación.

8.3.4.5.1 Si PEMEX no indica otra cosa, la instrumentación suministrada debe ser de acuerdo a la norma ISO 10438.

8.3.4.5.2 A menos que otra cosa se especifique, se debe suministrar un tacómetro, éste debe ser del tipo electrónico cumpliendo con lo indicado en las hojas de datos. El intervalo mínimo de operación del tacómetro debe ser de 0 a 125 por ciento de la velocidad máxima continua.

8.3.4.5.3 Cuando se suministren chumaceras hidrodinámicas radiales y de empuje estas deben ser adaptadas con sensores de temperatura para detectar la temperatura en la superficie (metal – chumacera). Los sensores y monitores de temperatura deben ser suministrados, calibrados, instalados y probados conforme al API 670:2003 o equivalente.

8.3.4.5.4 Cuando se suministren chumaceras hidrodinámicas radiales y de empuje se deben instalar dos transductores de vibración del tipo no contacto en cada chumacera radial y dos transductores de posición axial en la chumacera de empuje así como un sensor de fase y los monitores correspondientes. Los transductores y monitores se deben suministrar, instalar y calibrar de acuerdo con API 670:2003 o equivalente. Si así se especifica en la hoja de datos se deben instalar acelerómetros de acuerdo con API 670:2003 o equivalente.

8.3.4.5.5 El diseño y localización de termocoples y detectores de temperatura a base de resistencias, debe permitir su reemplazo mientras el equipo esta en operación. Los conductores de termocoples y detectores de temperatura a base de resistencias deben ser continuos, desde el termocople o detector hasta su correspondiente tablero o panel de instrumentos, no se admiten conexiones discontinuas. Todo el sistema de detección de temperatura se debe diseñar, suministrar, instalar, calibrar y probar con API 670:2003 o equivalente.

8.3.4.5.6 En caso de que se especifiquen, el proveedor o contratista debe suministrar medidores de temperatura de carátula de uso rudo y resistente a la corrosión. Deben ser de al menos 127 mm(5 pulg) de diámetro y bimetálicos o llenos de líquido, de acuerdo con lo especificado en el numeral 8.1.2 de la NRF-148-PEMEX-2011.

8.3.4.5.7 El elemento sensor de termómetros y medidores de temperatura debe estar inmerso en el fluido.

8.3.4.5.8 Termómetros y medidores de temperatura deben construirse con termopozos de barra sólida de acero inoxidable austenitico serie 300 o equivalente de al menos 25 mm (1 in) de diámetro. Para líneas presurizadas esta conexión debe ser bridada y para líneas no presurizadas debe ser roscada. La conexión interna del termopozo debe ser de 13 mm (0.5 pulg).

8.3.4.5.9 El diseño y localización de termocoples y detectores de temperatura por resistencia deben permitir el reemplazo mientras que la turbina esté operando

8.3.4.5.10 Los medidores de presión deben suministrarse con tubos bourdon y mecanismos de acero inoxidable tipo 316 o equivalente, con carátula de 114 mm (4 ½ pulg) de diámetro [150 mm (6 pulg) de diámetro para presiones arriba de 55 bar (800 lbs/pulg^2 man)] y cuerda macho ISO 7-1 R1/2. La carátula debe tener letras negras en fondo blanco. En lugares sujetos a vibración se deben suministrar medidores llenos de aceite. El

intervalo de medición se debe seleccionar de tal forma que la presión de operación normal este en la mitad del intervalo. En ningún caso la lectura máxima debe ser menor que el ajuste de la válvula de alivio mas un 10 por ciento. Cada medidor de presión debe suministrarse con un dispositivo diseñado para aliviar el exceso de presión.

8.3.4.5.11 Válvulas solenoides de operación directa para servicio continuo, con aislamiento clase F o mejor, deben ser usadas solamente en aire seco de instrumentos. Cuando se requiera para otros servicios la válvula solenoide debe actuar como válvula piloto para válvulas neumáticas, válvulas hidráulicas y similares.

8.3.4.5.12 El dimensionamiento, selección e instalación de las válvulas de alivio para toda la operación del equipo deben cumplir con los requerimientos de API RP 520 partes I y II y con API 526 o equivalentes. El proveedor o contratista debe determinar el tamaño y ajuste de presión de todas las válvulas dentro de su alcance de suministro y debe recomendar el tamaño y ajuste de presión de todas las válvulas suministradas por otros y requeridas para proteger su equipo. Los ajustes de las válvulas incluyendo acumulación deben tomar en consideración todas las fallas posibles del equipo y la protección del sistema de tuberías. El cuerpo de las válvulas debe ser de acero.

8.3.4.5.13 Cuando se especifique un sistema de lubricación presurizado se debe suministrar un indicador visual de flujo en de cada línea de retorno de aceite de chumaceras, engranes y sellos. El indicador de flujo debe ser bridado tipo ojo de buey con cristal en ambos lados instalado en un plano vertical, construido en acero con un diámetro no menor a la mitad del diámetro interior de la tubería y debe mostrar claramente el flujo de aceite mínimo. Se debe suministrar un indicador de flujo en la tubería de salida de cada cople con lubricación continua.

8.3.4.6 Alarmas y paros.

8.3.4.6.1 Los Interruptores o transmisores, dispositivos de control y unidades anunciadoras deben ser suministradas y montadas por el proveedor o contratista tal como lo especifique PEMEX.

8.3.4.6.2 Se debe proporcionar una válvula de alarma centinela en la carcasa de la turbina, la cual se debe ajustar a 10 por ciento o a 68.96 kPa (10 lbs/pulg2 man) por arriba de la presión máxima de salida, el que sea mayor.

8.3.4.6.3 Alarmas y disparos (Interruptores y transmisores). Donde las funciones de alarma y paro sean iniciados por los interruptores o transmisores montados localmente, estos deben cumplir con lo siguiente:

a) Cada interruptor de alarma y de disparo debe suministrarse en alojamientos separados para facilitar la inspección y el mantenimiento.

b) Deben utilizarse interruptores herméticamente sellados, polo sencillo, doble tiro con una capacidad mínima de 5 A a 120 V CA o 0,5 A a 120 V CD. No se aceptan interruptores de mercurio.

c) A menos que otra cosa se especifique los interruptores y transmisores deben conectarse para abrir (desenergicen) o para cerrar (energicen) para iniciar alarmas y paros. Los alojamientos de transmisores e interruptores deben cumplir con lo indicado en 8.3.4.7.4.

d) Los interruptores de alarma y paro no deben ser ajustados desde afuera del alojamiento. Deben ser arreglados para permitir pruebas del circuito de control incluyendo cuando sea posible el elemento actuador, sin interferir con la operación normal del equipo. El proveedor o contratista debe proporcionar una luz claramente visible en el panel o tablero para indicar cuando los circuitos de paro están en modo de prueba o deshabilitados. Los sistemas de paro deben ser proporcionados con interruptores u otros medios adecuados para permitir la prueba sin detener la unidad.

e) Los elementos sensores de transmisores e interruptores de presión deben ser de acero inoxidable AISI 300 o equivalente. Transmisores e interruptores de presión baja que actúan cuando la presión cae deben equiparse con un medidor de presión, una válvula de sangrado o una conexión de venteo para permitir el depresionamiento controlado durante la prueba. Transmisores e interruptores de presión alta que actúan cuando la presión sube deben ser equipadas con conexiones de prueba con válvula de tal forma que se pueda elevar la presión con una bomba portátil durante la prueba.

8.3.4.6.4 El proveedor o contratista debe suministrar con la propuesta una descripción completa de las características de las alarmas y disparos.

8.3.4.7 Sistema Eléctrico.

8.3.4.7.1 El equipo eléctrico localizado en la unidad o en cualquier tablero separado debe ser adecuado para la clasificación de área especificada en las hojas de datos. El arranque eléctrico y controles supervisorios pueden ser de CA o CD.

8.3.4.7.2 El alambrado de energía y control dentro de los limites de la placa base deben ser resistentes al aceite, calor, humedad y abrasión. Conductores trenzados deben utilizarse en la placa base o en otras áreas donde haya vibración. Los cables de medición y de control remoto pueden ser conductores sólidos. El aislamiento debe retardar la flama, ser resistente a la humedad y al calor y ser termoplástico y si requiere resistencia a la abrasión debe llevar una cubierta. Todo el cableado debe ser para temperatura ambiente.

8.3.4.7.3 Los conductores en terminales, interruptores e instrumentos deben ser permanentemente etiquetados para identificación. Todas las tablillas terminales en cajas y tableros de control deben tener al menos 20 por ciento de terminales de reserva.

8.3.4.7.4 Para evitar contacto accidental todas las partes energizadas deben estar encerradas. El cableado eléctrico de potencia debe estar en un recinto interior y separado del cableado de señal de instrumentos y control los cuales deben ser exteriores. Recintos que requieran ser abiertos con el equipo en operación deben tener cubiertas o escudos secundarios para todas las terminales desnudas y partes expuestas con potenciales eléctricos mayores a 50 volts. Se debe dejar suficiente espacio de acceso para mantenimiento alrededor y adyacente al equipo eléctrico de acuerdo a NFPA 70 articulo 110 o equivalente.

8.3.4.7.5 Materiales eléctricos incluyendo aislamiento debe ser resistente a la corrosión y de baja higroscopicidad. Cuando se especifique para lugares tropicales todos los materiales de las partes (tal como bobinas y alambrado) deben protegerse contra hongos. Las superficies no pintadas deben protegerse de la corrosión mediante recubrimiento.

8.3.4.7.6 Cableado de control, instrumentación y energía ubicado dentro de los límites de la placa base que no este en un recinto debe ser de cable armado o instalado en conductos y cajas metálicas rígidas y debe estar sujeto para reducir la vibración y aislado o blindado para prevenir interferencia entre los diferentes servicios. Los conductos deben terminar con un conducto metálico flexible suficientemente largo para permitir el acceso a la unidad para mantenimiento sin quitar el conducto. Si elementos de temperatura están expuestos a temperaturas mayores de 60ºC (140°F) se debe utilizar una manguera de bronce de 19 mm (0.75 pulg.) de construcción entrelazada y juntas con coples resistentes al calor.

8.3.4.7.7 Para lugares división 2 el conducto metálico flexible debe tener una chaqueta exterior hermética termoplástico o termoendurecible y conexiones aprobadas. Para división 1 debe proporcionarse un conector aprobado por NFPA o equivalente.

8.3.4.7.8 Los circuitos de CA y CD deben ser claramente etiquetados, conectados a terminales separadas y aislados entre ellos.

8.3.5 Tuberías y accesorios.

8.3.5.1 Generalidades

8.3.5.1.1 Los sistemas auxiliares que se definen como sistemas de tubería son los que incluyen los siguientes servicios: Vapor incluyendo vapor de sellos, aire para instrumentación y control, aceite lubricante, agua de enfriamiento y drenes y venteos de los sistemas mencionados.

8.3.5.1.2 Los sistemas de tubería deben cumplir con lo especificado en la norma ISO 10438-1:2008 capitulo 1 y la NRF-032-PEMEX-2011**.**

8.3.5.1.3 Los sistemas de tubería deben incluir la tubería, válvulas aisladoras, de control y de alivio, reductores de presión, orificios, medidores de temperatura y termopozos, medidores de presión, indicadores de flujo, y todos los venteos y drenes requeridos.

8.3.5.1.4 Cuando el proveedor o contratista de la turbina suministre la base, debe suministrar todos los sistemas de tubería incluyendo los accesorios de montaje, localizados dentro de los límites del área de la base de la unidad. La tubería debe terminar en el extremo de la base con conexiones bridadas, para conectarse a la tubería entre el equipo y la instalación fuera de la base.

8.3.5.1.5 El diseño de los sistemas de tubería debe incluir lo siguiente:

a) Soporte y protección adecuada para prevenir daño por vibración o por embarque, operación y mantenimiento.

b) Flexibilidad adecuada y accesibilidad normal para operación mantenimiento y limpieza.

c) La instalación de un arreglo ordenado adaptado al contorno de la maquina sin obstruir el acceso.

d) Eliminación de bolsas de aire, por la configuración de la tubería o por la disposición de los venteos.

e) Drenaje completo a través de los puntos bajos sin desensamblar la tubería.

8.3.5.1.6 Las tuberías deben ser fabricadas preferentemente por doblado o por soldadura para reducir la utilización de bridas y conexiones. Bridas soldadas solamente se permiten en conexiones de equipo en el extremo de cualquier base, o por facilidad de mantenimiento. La utilización de bridas en otros puntos se permite solo con la aprobación específica de PEMEX. Accesorios soldados que no sean “tes” y reducciones se permiten tan solo para facilitar la disposición de la tubería en zonas congestionadas. Conexiones roscadas deben ser mínimas.

8.3.5.1.7 Las roscas de tuberías deben ser cónicas de acuerdo a ISO 7-1:1994 las bridas deben ser de acuerdo a ISO 7005-1:1992, bridas deslizables solo se permiten con la aprobación de PEMEX. Para construcción de inserto soldable se debe dejar un claro de 2 mm (0.8 pulg.) entre la tubería y el fondo de cada inserto.

8.3.5.1.8 No se permite el uso de soldadura en instrumentos, equipo de hierro o donde se requiera desensamblar para mantenimiento.

8.3.5.1.9 No se deben utilizar conexiones, tubería, válvulas, y accesorios de DN 32, DN 65, DN 90, DN 125, DN 175 o DN 225 (1 1/4, 2 1/2, 3 1/2, 5, 7, o 9 NPS).

8.3.5.1.10 El tamaño mínimo de cualquier conexión o tubería debe ser DN 13 (½ NPS).

8.3.5.1.11 Donde el espacio no permita el uso de tubería de diámetros DN 13, DN 18 o DN 25 (½, ¾ o 1 NPS),se puede suministrara tubing sin costura de acuerdo a la Tabla 4.

8.3.5.1.12 Los sistemas de tubería suministrados por el proveedor o contratista deben ser fabricados instalados en taller y soportados apropiadamente. Los agujeros para los pernos de conexiones bridadas deben maquinarse en líneas paralelas, a las líneas de centro principales horizontales y verticales del equipo.

8.3.5.1.13 Los tapones de la tubería deben ser suministrados de acuerdo a 8.1.4.7.

8.3.5.2 Tubería de aceite de lubricación.

8.3.5.2.1 Las líneas de retorno por gravedad del aceite de lubricación se deben dimensionar para manejar no más de la mitad del total de aceite a una velocidad de 0.3 m/s (1 pie/s) y deben ser arregladas para asegurar un buen drenaje (considerando la posibilidad de condiciones de espuma). Las líneas de retorno por gravedad deben tener una pendiente al tanque de no menos del 4 por ciento. Si es posible, los ramales (no más de 1 en cualquier plano transversal) deben entrar a los cabezales de drenaje a un ángulo de 45 grados en la dirección del flujo.

8.3.5.2.2 Los anillos de respaldo no consumibles y las juntas tipo manga no deben ser usados. Tubería a presión corriente abajo de los filtros de aceite deben estar libre de obstrucciones internas o cavidades que puedan acumular suciedad No se deben utilizar bridas de caja soldable en tuberías a presión corriente abajo de filtros de aceite.

8.3.5.2.3 Las tuberías de suministro y retorno de aceite, incluyendo accesorios excepto bridas deslizables deben ser de acero inoxidable (ver Tabla 4).

8.3.5.2.4 Se requiere que las chumaceras de la turbina tengan preparaciones para limpieza del sistema de lubricación.

Sistema	*Vapor*		*Agua de enfriamiento*		*Aceite lubricante*	
	≤ 5.2 bar (75 psig)	**> 5.2 bar (75 psig)**	**Estándar (≤ NPS 1)**	**Opcional**	**≤ 1 NPS**	**≥ 1 ½ NPS**
Tubería	Sin costura[a]	Sin costura[a]		Acero al carbono, ASTM A53 F cédula 40 galvanizado a ASTM A153		,Acero inoxidable [b] ASTM A312 tipo 304, 316 o equivalente
Tubing	Acero inoxidable C ASTM A269 o equivalente, sin costura, tipo 304 o 316		Acero inoxidable C ASTM A269 o equivalente, sin costura, tipo 304 o 316		Acero inoxidable C ASTM A269 o equivalente, sin costura, tipo 304 o 316	
Válvulas.	Acero al carbono, clase 800	Acero al carbono, clase 800	Bronce clase 200	Bronce clase 200	Acero al carbono, clase 800	Acero al carbono, clase 800
Válvula de compuerta y globo.	Bonete y prensa estopa roscada.	Bonete y prensa estopa roscada.			Bonete y prensa estopa roscada.	Bonete y prensa estopa roscada.
Accesorios y uniones.	Forja clase 3000	Forja clase 3000	Hierro maleable ASTM A338 y A197 clase 150 o equivalente a galvanizado ASTM A153 o equivalente	Hierro maleable ASTM A338 y A197 clase 150 o equivalente a galvanizado ASTM A153 o equivalente.	Acero inoxidable	Acero inoxidable
Accesorios de tubing.	Acero al carbono, Estándar del fabricante		Estándar del fabricante		Acero al carbono, Estándar del fabricante	
Juntas ≤ 38 mm (1 1/2 pulg) NPS	Roscado.	Inserto soldable	Roscado	Roscado		Brida deslizable de acero al carbón
Juntas ≥ 38 mm (1 1/2 pulg) NPS	Brida deslizable	Brida de Inserto soldable o de cuello soldable	Especificado por PEMEX	Especificado por PEMEX		Brida deslizable de acero al carbón
Empaques.	Espiral de acero inoxidable, tipo 304 o 316	Espiral de acero inoxidable, tipo 304 o 316				Espiral de acero inoxidable, tipo 304 o 316
Tornillería	ASTM A193 grado B7 y ASTM A194 grado 2H, o equivalente	ASTM A193 grado B7 y ASTM A194 grado 2H, o equivalente				ASTM A193 grado B7 y ASTM A194 grado 2H, o equivalente

Notas: La tubería de acero al carbono debe estar conforme al ASTM A106 Grado B, ASTM A524; o API esp. 5L Grado A o B, o sus equivalentes. Los accesorios, válvulas y bridas de acero al carbono deben estar conforme al ASTM A105 y A181, o sus equivalentes. La tubería de acero inoxidable debe estar conforme al ASTM A312 o equivalente.

[a] Cédula 80 para diámetros de 13 mm (1/2 pulg) a 38 mm (1 1/2 pulg NPT). Cédula 40 para diámetros de 51 mm (2 pulg) y mayores.

[b] Cédula 40 para diámetros de 38 mm (1 1/2 pulg NPT). Cédula 10 para diámetros de 51 mm (2 pulg) y mayores

[c] Los tamaños aceptables de tubing son: 12,7 mm diám. x 1,66 mm esp. (1/2 pulg x 0,065 pulg), 19 mm diám. x 2,6 mm esp. (3/4 pulg x 0,095 pulg) y 25 mm diám. x 2,9 mm, esp. (1 pulg x 0,109 pulg).

Tabla 4 —Requerimientos mínimos de materiales para tubería

8.3.6 Herramientas especiales.

8.3.6.1 El proveedor o contratista debe incluir en la propuesta y como parte del suministro inicial las herramientas especiales que se requieran para desensamblar, ensamblar, o dar mantenimiento al equipo. Para instalaciones de unidades múltiples, las cantidades requeridas de herramientas y accesorios especiales, deben ser mutuamente acordados entre PEMEX y el proveedor o contratista. Estas herramientas especiales o similares deben ser usadas durante el ensamble en fábrica y en el desensamble posterior a la prueba.

8.3.6.2 Las herramientas se deben empacar en cajas rígidas por separado y marcadas como “herramienta especial para….” indicando además su utilización.

8.3.7 Aislamiento y chaquetas.

Las turbinas deben ser suministradas con aislamiento y enchaquetado tipo colchoneta. El aislamiento y la chaqueta se deben extender en las partes de la carcasa que alcancen una temperatura de 75 °C (167 °F) o mayor. El aislamiento debe consistir de material aislante encapsulado en un tejido de alta temperatura con malla protectora de alambre, debe ser reutilizable y no se debe usar asbesto como aislante. Los sujetadores, la malla y accesorios deben ser de acero inoxidable.

8.3.8 Motores eléctricos.

8.3.8.1 Los motores eléctricos deben cumplir con NRF-095-PEMEX-2004.

8.4 Inspección.

8.4.1 Generalidades.

8.4.1.1 PEMEX debe especificar el alcance de su participación en la inspección y pruebas, así como el tiempo requerido para la notificación de las pruebas. PEMEX se reserva el derecho de asistir a las inspecciones y pruebas.

8.4.1.2 Cuando PEMEX lo especifique, el representante de PEMEX, el representante del proveedor o contratista o ambos, deben indicar el cumplimiento con la lista de verificación del inspector (Anexo 12.1 de esta norma), firmando con iniciales, fecha y someter la lista de verificación terminada a PEMEX antes del embarque.

8.4.1.3 Después de la notificación de PEMEX al proveedor o contratista, el representante de PEMEX debe tener acceso a todas las plantas del proveedor o subcontratistas donde se realicen trabajos de fabricación, inspección o pruebas del equipo.

8.4.1.4 El proveedor o contratista debe notificar a los subproveedores o subcontratistas los requerimientos de prueba e Inspección de PEMEX.

8.4.1.5 Cuando PEMEX especifique la inspección y prueba en taller, PEMEX y el proveedor o contratista deben coordinar los puntos a vigilar en la fabricación, y las visitas del inspector.

8.4.1.6 PEMEX debe especificar la notificación de avance requerida para una inspección o prueba atestiguada u observada.

8.4.1.7 Una prueba de giro mecánico atestiguada, requiere notificación escrita de una prueba preliminar exitosa.

8.4.1.8 El equipo, los materiales y los servicios auxiliares (agua, vapor, aire) para las inspecciones y las pruebas especificadas deben ser suministradas por el proveedor o contratista.

8.4.1.9 El representante de PEMEX debe tener acceso al plan de control de calidad del proveedor o contratista para revisión y comentarios.

8.4.2 Inspección.

8.4.2.1 Generalidades

8.4.2.1.1 El proveedor o contratista debe suministrar los datos siguientes:

a) Certificados de especificación de materiales, tal y como se reporta en las prueba de fabricación.

b) Datos y resultados de las pruebas para verificar que el material suministrado cumple con las especificaciones.

c) Registros identificados de todos los tratamientos térmicos ya sea durante el curso normal de la fabricación o como parte de un procedimiento de reparación.

d) Resultados pruebas de control de calidad, e inspecciones.

e) Detalles de todas las reparaciones.

f) Claros de ensamble final para operación y mantenimiento.

g) Otros datos especificados por PEMEX o requeridos por los códigos y regulaciones aplicables o especificadas en la Bases de licitación.

8.4.2.1.2 Las partes sujetas a presión no deben ser pintadas hasta que la inspección y pruebas especificadas estén completas.

8.4.2.1.3 Además de los requisitos de 8.2.4.5 PEMEX puede especificar el siguiente:

a) Partes que deben ser sujetas a examen superficial y subsuperficial.

b) El tipo de inspección requerida para cada componente de la turbina, tal como inspección de partículas, magnéticas, líquidos penetrantes, radiografiado y ultrasonido.

8.4.3. Inspección de materiales.

8.4.3.1 General.

a) Cuando sea requerido o especificado inspección de materiales o soldaduras por radiografía, ultrasonido, partículas magnéticas o líquidos penetrantes los requerimientos en 8.4.3.2.2 hasta 8.4.3.2.5 deben aplicar a menos que sean especificados otros procedimientos y criterios de aceptación. Las soldaduras, acero fundido, y material forjado pueden ser inspeccionados de acuerdo con 8.4.3.2.2 a 8.4.3.2.5.

b) Los estándares de aceptación de 8.4.3.2.2 a 8.4.3.2.5 deben ser acordados entre PEMEX y el Proveedor o contratista.

c) Superficies fundidas deben ser examinadas visualmente por el proveedor o contratista y deben estar libres de arena, escamas, grietas entre otras. Otras superficies discontinuas deben cumplir la normatividad especificada por PEMEX. Método MSS SP-55 o equivalente para inspección visual se puede utilizar para definir discontinuidades superficiales aceptables.

8.4.3.2 Radiografía.

La radiografía debe ser de acuerdo con ASTM E94 o equivalente.

8.4.3.3 Inspección por Ultrasonido.

a) Los aceros forjados y barras de elementos rotatorios se deben inspeccionar al 100 por ciento por ultrasonido de acuerdo con los procedimientos de ASTM A388/A388M o equivalente. Los criterios de aceptación deben ser acordados entre el proveedor o contratista y PEMEX.

b) La inspección ultrasónica debe ser de acuerdo a los procedimientos indicados en ASTM A609 o equivalente para fundición, ASTM A388 o equivalente para forja y ASTM A587 o equivalente para placa

8.4.3.4 Inspección por Partículas Magnéticas.

Los métodos húmedo y seco para inspección por partículas magnéticas deben estar de acuerdo con ASTM E709 o equivalente.

8.4.3.5 Inspección por Líquidos Penetrantes.

La inspección por líquidos penetrantes debe ser de acuerdo a los procedimientos indicados en ASTM E165 o equivalente.

8.4.4 Inspección mecánica.

8.4.4.1 Durante el ensamble del equipo, cada componente (incluyendo pasajes de fundición integrales) y toda la tubería y accesorios se deben inspeccionar para asegurar que se han limpiado y están libres de materiales extraños, productos de corrosión y escamas de laminado.

8.4.4.2 Todos los componentes del sistema de lubricación deben cumplir con los requerimientos de ISO 10438-1:2008.

8.5 Pruebas.

8.5.1 Generalidades

8.5.1.1 El equipo debe ser probado de acuerdo con el 8.5.2 y 8.5.3. Otras pruebas que pueden ser especificadas por PEMEX están descritas en 8.5.4.

8.5.1.2 El proveedor o contratista debe entregar con al menos 6 semanas de anticipación de la primera prueba programada, para información y/o comentarios, los procedimientos detallados para la prueba de giro mecánica y de las pruebas opcionales especificadas (8.5.4), incluyendo los criterios de aceptación de las variables monitoreadas.

8.5.1.3 El proveedor o contratista debe notificar a PEMEX al menos con 10 días hábiles antes de la fecha en que el equipo debe estar listo para la prueba. Si la prueba es reprogramada el proveedor o contratista debe notificar a PEMEX en no menos de cinco días hábiles antes de la nueva fecha de prueba.

8.5.2 Prueba hidrostática.

8.5.2.1 Se deben probar hidrostáticamente con líquido las partes a presión (incluyendo auxiliares) a un mínimo de 1.5 veces la presión máxima permisible de trabajo pero no menor que una presión de 1.5 bar (20 lb/pulg^2). El líquido de prueba debe estar a una temperatura mayor que la temperatura de transición frágil-dúctil del material que se esta probando (tomar de referencia el ASTM E1003 o equivalente). Ningún recubrimiento se debe aplicar antes de realizar la prueba.

8.5.2.2 Si la parte probada va a trabajar a una temperatura tal que el esfuerzo del material esté por debajo del esfuerzo que tendría a la temperatura de prueba, entonces la presión de la prueba hidrostática se debe multiplicar por el factor obtenido de dividir el esfuerzo permisible a la temperatura de prueba entre el esfuerzo permisible de trabajo a la temperatura de operación. Los valores de esfuerzos a utilizar deben ser conforme a los dados en ASME B31.3 o equivalente para tubería o en ASME Sección VIII, División 1, para recipientes. La presión así obtenida debe ser la presión mínima para la prueba hidrostática. El proveedor o contratista debe indicar en la hoja de datos los valores reales de la presión de prueba hidrostática.

8.5.2.3 Las pruebas deben durar el tiempo suficiente para permitir un examen completo de las partes a presión. La prueba se considera satisfactoria si no se observan fugas o filtración en las partes o juntas por un mínimo de 30 minutos.

8.5.2.4 Se acepta la utilización de un compuesto sellante o un empaque en las juntas de la carcasa durante la prueba de integridad hidrostática.

8.5.3 Prueba de giro mecánico.

8.5.3.1 Los siguientes requerimientos se deben cumplir antes de que se lleve a cabo la prueba de giro mecánico.

a) Se deben utilizar los sellos y chumaceras del contrato. Sellos en caja de chumaceras se deben revisar y cualquier fuga se debe corregir.

b) Todas las presiones, temperaturas y la viscosidad del aceite de lubricación deben estar dentro del intervalo de valores de operación recomendados por el fabricante en el instructivo de operación de la unidad sujeta a prueba. Para sistemas de lubricación presurizados el flujo de aceite para cada chumacera se debe medir.

c) Los filtros del banco de prueba no deben exceder de 10 micrómetros nominales. Los componentes del sistema de lubricación corriente abajo en los filtros deben cumplir con los requerimientos de limpieza de ISO 10438-1:2008 antes de iniciar la prueba.

d) Las chumaceras que requieran lubricación por niebla deben estar pre lubricadas.

e) Se debe revisar la estanqueidad de todas las juntas y conexiones y cualquier fuga se debe corregir.

f) Se deben revisar todos los dispositivos de control, protección y alarma utilizados durante la prueba y realizar los ajustes que se requieran. Después de los ajustes finales del mecanismo la turbina debe operar para comprobar la capacidad del gobernador de regular desde las posiciones de totalmente abierto a totalmente cerrado.

g) Si no se suministran sensores de no contacto y la vibración no puede medirse en la flecha, se debe tomar la vibración en los pedestales y registrarse utilizando instrumentación del taller. La medición debe tomarse en la parte superior y en los lados de cada caja de chumaceras y en un punto axial de la chumacera lado libre. Los límites de velocidad de vibración están dados en 8.1.8.4.9**.**

h) Los sensores de vibración tipo no contacto, cables osciladores demoduladores y acelerómetros que son parte de la orden de compra se deben utilizar durante la prueba. Si no se suministran o si estos no son compatibles con la instrumentación del taller, entonces se deben utilizar los propios del taller que cumplan con los requerimientos de exactitud conforme a API 670:2003 o equivalente.

8.5.3.2 Las características de la vibración registrada durante la prueba deben servir como base para la aceptación o rechazo de la máquina.

8.5.3.3 Se debe demostrar el buen funcionamiento del sistema de control.

8.5.3.4 Las condiciones del vapor deben ser tan cercanas a las de diseño como sea práctico.

8.5.3.5 La prueba de giro mecánico debe llevarse a cabo como sigue:

a) El equipo se debe operar a incrementos de velocidad de aproximadamente el 10 por ciento, desde la velocidad mínima permisible hasta la velocidad máxima continua y permanecer en esta velocidad hasta que las chumaceras, la temperatura del aceite de lubricación y la vibración en la flecha se estabilicen.

b) La velocidad se debe incrementar hasta el 110 por ciento de la velocidad máxima continua (justo antes del disparo) y operar el equipo un mínimo de 15 minutos a esa velocidad.

c) Los dispositivos de disparo por sobrevelocidad se deben verificar y ajustar hasta que se alcancen tres valores de disparos consecutivos dentro de ±2 por ciento del valor nominal fijado de disparo.

d) El gobernador de velocidad y cualquier otro dispositivo regulador de velocidad se deben probar a fin de que tengan un funcionamiento suave a través del intervalo de velocidades de operación. Se debe verificar su estabilidad sin carga y su respuesta a las señales de control.

e) La velocidad debe reducirse a la máxima continua y opera el equipo por una hora en forma continua.

f) Se deben tomar lecturas de vibraciones a la velocidad máxima continua, justo por debajo de la velocidad de disparo, y a la velocidad mínima especificada para el gobernador después de la estabilización descrita en 8.5.3.5.a). Los límites de vibración máxima permisible son descritos en 8.1.8.4.5 o 8.1.8.4.9 en lo que aplique. Se debe determinar cualquier velocidad crítica por debajo de la máxima continua. Los límites de vibración para la operación justo por debajo de la velocidad de disparo para turbinas cubierta por el inciso 8.1.8.4.9 son 1.5 veces los valores establecidos.

g) Como mínimo, se deben registrar los siguientes datos para gobernadores de velocidad variable: La sensibilidad y linealidad de la relación entre velocidad y señal de control.

8.5.3.6 Después de la terminación de la prueba de giro mecánico se debe cumplir lo siguiente:

a) Las chumaceras hidrodinámicas se deben ser remover, inspeccionar y re ensamblar.

b) Si se requiere para corregir deficiencias mecánicas o de funcionamiento, el reemplazo o modificación de las chumaceras o sellos o bien el desmantelamiento de la cubierta para reemplazar o modificar otras partes; la prueba inicial no se considera aceptable y la prueba final de taller se debe efectuar después de que las correcciones o reemplazos se realicen.

c) Cuando se adquieran rotores de repuesto y se fabriquen en forma simultánea, cada rotor de repuesto debe cumplir con una prueba de giro mecánico de acuerdo con los requisitos de esta Norma.

8.5.4 Pruebas opcionales.

Si se indican en la hoja de datos algunas de las pruebas en taller descritas en 8.5.4.1 a 8.5.4.4 estas se deben realizar. Los detalles de cada prueba se deben acordar entre PEMEX y el proveedor o contratista.

8.5.4.1 Pruebas de nivel de ruido.

8.5.4.1 La prueba de nivel de ruido no debe rebasar los niveles indicados en el párrafo 8.1.1.13 de esta NRF y se debe efectuar de acuerdo con ISO 3744:1994.

8.5.4.2 Prueba de equipo auxiliar.

Los sistemas auxiliares del equipo tales como sistema de aceite y sistema de control se deben probar en el taller del proveedor o contratista.

8.5.4.3 Prueba de conjunto.

La turbina, el equipo accionado y todos los sistemas auxiliares que constituyen la unidad completa se deben probar juntos en una prueba de giro mecánico. La prueba de la unidad completa se debe realizar en lugar de o como complemento a las pruebas separadas de los componentes individuales según lo especifique PEMEX.

8.5.4.4 Pruebas a la caja de engranes.

La caja de engranes se debe probar junto con la turbina durante la prueba de giro mecánico.

8.6 Almacenamiento y transporte.

8.6.1 El proveedor o contratista debe preparar la turbina para embarque después de que sean terminadas todas las pruebas e inspecciones y el equipo sea liberado. El equipo y componentes del mismo se deben empacar de modo que no sufran daños durante el transporte. El equipo o material que sufra daño, se debe sustituir por uno nuevo sin cargo adicional para PEMEX.

8.6.2 El equipo se debe preparar para el tipo de embarque especificado, incluyendo el bloqueo del rotor. El rotor bloqueado se debe identificar por medio de etiquetas resistentes a la corrosión fijadas con alambre de acero inoxidable. La preparación debe ser adecuada para almacenamiento a la intemperie durante 6 meses, sin requerir desensamble antes de entrar en operación con excepción del necesario para inspección de sellos y

chumaceras. Si el almacenamiento es por un tiempo mayor el proveedor o contratista debe recomendar los procedimientos que se deben llevar a cabo.

8.6.3 El Proveedor o contratista debe proporcionar a PEMEX las instrucciones necesarias para preservar la integridad de la preparación después de que el equipo llegue al sitio de trabajo y antes del arranque, como se describe en API 686:2009 capitulo 3 o equivalente.

8.6.4 El equipo se debe preparar para el embarque después de que sean terminadas todas las pruebas e inspecciones y el equipo sea liberado. La preparación debe incluir lo siguiente:

a) Todas las superficies exteriores susceptibles de corroerse durante el embarque, almacenamiento o en servicio con excepción de las superficies maquinadas se les debe pintar por lo menos una capa de pintura. La pintura no debe contener plomo, asbestos o cromatos.

b) Aceros inoxidables austeniticos normalmente no se pintan.

c) Las superficies exteriores maquinadas excepto las de material resistente a la corrosión se deben cubrir con un compuesto antioxidante.

d) El interior del equipo debe estar limpio, sin escamas, sin salpicado de soldadura y libre de objetos extraños y rociada con antioxidante que pueda ser removido con solvente. El antioxidante debe aplicarse a través de todas las aberturas mientras se gira la maquina.

e) Las superficies internas de cajas de chumaceras y componentes del sistema de lubricación de acero al carbono deben cubrirse con un antioxidante soluble en aceite que sea compatible con el aceite de lubricación.

f) Las aberturas bridadas deben llevar tapas metálicas de al menos 5 mm (3/16 pulg.) de espesor, con empaques de elastómero y al menos 4 pernos en todo el diámetro. Para aberturas atornilladas, se deben utilizar todas las tuercas necesarias para el servicio, para asegurar el cierre. Cada abertura debe sellarse de tal manera que la cubierta protectora no pueda quitarse sin romper el sello.

g) Aberturas roscadas deben llevar tapones de acero. No se permiten en ningún caso tapones no metálicos. Estos tapones son para embarque, no son tapones permanentes

h) Aberturas biseladas para soldarse se deben proteger con cierres diseñados para prevenir la entrada de objetos extraños que puedan dañar el bisel.

i) Los puntos y orejas de izaje se deben identificar claramente en el equipo o en el paquete. Los puntos de izaje se deben identificar en los equipos empacados en cajas.

j) El equipo se debe identificar por número de parte y numero de serie. Material embarcado por separado se debe identificar colocando en forma segura, placas de metal resistentes a la corrosión indicando el número de parte y el de serie del equipo para el cual son enviados. Equipos en cajas o contenedores deben embarcarse con listas de empaque duplicadas, una interior y otra exterior del contenedor.

k) Si se adquiere un rotor de repuesto este debe ser preparado para almacenamiento interior sin calefacción, por un periodo de al menos tres años. El rotor debe ser tratado con un antioxidante y deben estar cubiertos con envoltura o barrera de vapor con baja liberación de inhibidor de corrosión. Se debe utilizar un material elástico (no debe ser TFE o PTFE) de 3 mm de espesor entre el rotor y el soporte. El rotor no se debe soportar en los muñones. Se debe señalar las áreas que deben ser observadas por los transductores de vibración, con las palabras “Area delicada NO CORTAR”.

l) Las flechas y acoplamientos expuestos deben estar envueltos con lona encerada impermeable o papel inhibidor de corrosión. Las costuras deben estar selladas con cinta adhesiva a prueba de aceite.

m) Las turbinas que se suministren sin placa base se deben fijar a un patín de embarque formado por maderos pesados y adecuados para ser manejados por carretillas elevadoras.

n) Turbinas con anillos de carbón se deben embarcar con los anillos instalados. Si se requiere el alojamiento de los anillos debe limpiarse antes del arranque.

8.6.5 Las conexiones de tuberías auxiliares suministradas con el equipo se deben identificar con letreros en bajo o sobre relieve, para concordar con la lista de conexiones o el arreglo general. Se debe indicar el servicio y las designaciones de la conexión. Los letreros deben ser en idioma español.

8.6.6 Ensambles de chumaceras deben protegerse completamente para evitar la entrada de polvo y humedad. Si se instalan bolsas con inhibidor de corrosión en las cavidades grandes para absorber la humedad, las bolsas deben adherirse en áreas accesibles para facilitar su retiro. Donde aplique, las bolsas deben ser instaladas en jaulas de alambre adheridas a bridas cubiertas, y la localización de las bolsas debe ser indicada con una etiqueta resistente a la corrosión atadas con alambre de acero inoxidable.

8.6.7 Se debe empacar junto con el equipo una copia del “Manual de instalación, operación y mantenimiento”.

8.6.8 Las conexiones de tuberías auxiliares que tengan que ser retiradas durante el embarque deben ser identificadas para facilidad del reensamble.

8.6.9 El empaque debe considerar un almacenamiento de 6 meses a la intemperie, cualquier elemento que no esté diseñado para almacenamiento a la intemperie se debe empacar por separado y marcar "ALMACENAR EN INTERIOR". Se debe tener en el exterior del empaque una lista del contenido de partes e instrucciones de almacenamiento, en bolsas impermeables o impresas en etiquetas impermeables. Se debe indicar cualquier componente, accesorio o instrumento de la turbina que no sea adecuado para las temperaturas extremas durante el embarque y el almacenamiento.

8.6.10 La madera usada para empaque debe estar libre de insectos: No se acepta el uso de paja o aserrín en los empaques.

8.6.11 El equipo se debe embarcar seco y libre de polvo y se debe identificar tanto dentro como fuera del empaque, indicando con letra visible al menos los siguientes datos:

a) Número de requisición, pedido y partida.

b) Número de proyecto, lugar, planta, clave del equipo.

c) Proveedor o contratista.

d) Fecha.

e) Peso en kilogramos.

8.7 Documentación.

8.7.1 Generalidades.

8.7.1.1 La información que debe proporcionar el proveedor o contratista, esta especificado en 8.7.2 y 8.7.3. El proveedor o contratista debe completar y remitir la forma de Requerimientos de datos y dibujos del Proveedor o contratista a la dirección indicada en la orden. Este formato debe detallar el programa de transmisión de dibujos, curvas y datos acordados en el pedido así como el tipo y numero de copias requeridas por PEMEX.

8.7.1.2 Los datos del proveedor o contratista deben estar presentes en las cartas (cubierta) de transmisión, título de páginas y en los títulos de bloques u otra posición prominente respecto a los dibujos, y debe incluir la información siguiente:

a) Cliente: PETROLEOS MEXICANOS / Área de PEMEX que solicita el equipo.

b) Nombre y número del proyecto de PEMEX.

c) Número de identificación y nombre del servicio del equipo.

d) Número de la orden de compra.

e) Cualquier otra identificación especificada en la orden de compra del cliente de PEMEX.

f) Modelo y capacidad.

g) Número de identificación de fabricación del proveedor o contratista, número de la orden de fabricación, número de serie, u otra referencia requerida para identificar completamente la correspondencia de retorno.

8.7.2 Documentación a entregar por el proveedor o contratista con la propuesta técnica.

8.7.2.1 Generalidades.

El proveedor o contratista debe enviar su propuesta en original y el número de copias especificadas al destinatario especificado en los documentos de las bases de licitación. Como mínimo, la propuesta debe incluir los datos especificados en 8.7.2.2 a 8.7.2.4, así como una declaración específica que el sistema y todos sus componentes están estrictamente de acuerdo con esta norma de referencia, bases técnicas, especificaciones particulares, entre otros. Si el sistema y los componentes no están estrictamente de acuerdo, el proveedor o contratista debe incluir una lista que detalle y explique cada desviación. El proveedor o contratista debe proporcionar los detalles para permitir a PEMEX evaluar cualquier diseño alternativo propuesto. Toda la correspondencia debe ser identificada claramente de acuerdo con el párrafo 8.7.1.2.

8.7.2.2 Dibujos

8.7.2.2.1 Los dibujos e información indicados en el Anexo 12.3 “Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos” deben ser incluidos en la propuesta. Como mínimo se deben incluir los siguientes dibujos:

a) Un dibujo del arreglo general o del conjunto para cada tren de la máquina o paquete montado en la base, mostrando todas la dimensiones, espacios y claros de mantenimiento, todos los pesos, pesos de montaje, peso máximo de mantenimiento. Sentido de rotación, además del tamaño y localización de las conexiones principales de PEMEX. Puntos de izaje y métodos para levantar la máquina o maquinas montadas incluyendo, componentes principales y auxiliares.

b) Dibujos de corte transversal mostrando los detalles del equipo propuesto.

c) Diagramas esquemáticos de todos los sistemas auxiliares, incluyendo vapor, aceite de lubricación, sistemas de control y eléctricos. Las listas de materiales deben ser incluidas.

8.7.2.2.2 Si se utilizan dibujos típicos, esquemas y listas de materiales, se deben marcar para mostrar su peso correcto, datos de sus dimensiones para reflejar el equipo real y su alcance propuesto.

8.7.2.3 Datos técnicos.

La siguiente información debe ser incluida en la propuesta:

a) Las hojas de datos con información completa del proveedor o contratista, comentarios y literatura para describir totalmente los detalles de su oferta.

b) Nivel de ruido esperado.

c) El formato de “Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos” (ANEXO 12.3), indicando fechas según las cuales el proveedor o contratista acuerda transmitir toda la información especificada como parte de la orden de compra.

d) Un programa para el embarque del paquete en las semanas posteriores después de recibir la orden.

e) Una lista de los componentes utilizados más importantes susceptibles de reemplazar mostrando el intercambio con otras unidades existentes.

f) Una lista de las partes de repuesto recomendadas para el arranque y dos años de operación (propósitos de mantenimiento normal).

g) Una lista de las herramientas especiales suministradas para el mantenimiento.

h) Una descripción de cualquier protección a la intemperie y acondicionamiento para el invierno requeridos para el arranque, operación y períodos de funcionamiento en vacío, bajo condiciones del lugar especificadas en la hoja de datos. Esta descripción debe indicar claramente el alcance de suministro del proveedor o contratista.

i) Una tabla completa de los requisitos de servicios de uso general, tales como vapor, agua, electricidad, aire y aceite lubricante (incluyendo cantidad y presión de suministro del aceite requerido, y la cantidad de calor que debe ser removida por el aceite), placa de datos con los requisitos de la potencia nominal y de operación de los accionadores auxiliares. Los valores aproximados deben ser definidos y claramente identificados como tales.

j) Una descripción de alguna prueba y procedimiento de inspección para materiales opcional o adicional.

k) Una descripción de cualquier requerimiento especial que esté especificado en las bases de licitación requisición de PEMEX o conforme a los párrafos 8.2.1.3 y 8.3.4.5.13.

l) Una lista de las máquinas instaladas y operando en forma similar bajo condiciones análogas a las de la propuesta.

m) Cualquier restricción en arranque, paro u operación requerida para proteger la integridad del equipo.

n) Una lista de componentes que se puedan construir como de diseño alternativo, por lo que requieren la aceptación de PEMEX (ver 8.7.2.1).

8.7.2.4 Curvas.

El proveedor o contratista debe suministrar las siguientes curvas de funcionamiento:

a) Flujo de vapor contra potencia para varios ajustes de la válvula o válvulas manuales cuando la turbina opera a velocidad normal.

b) Para turbinas multipasos: Presión de la primera etapa contra Flujo de vapor, cuando la turbina está operando a la velocidad y a condiciones de vapor normales.

8.7.3 Datos del contrato.

8.7.3.1 Generalidades.

8.7.3.1.1 Los datos del contrato deben ser proporcionados por el proveedor o contratista cumpliendo con lo acordado en el formato Requerimientos de datos y dibujos del proveedor o contratista.

8.7.3.1.2 Cada dibujo debe tener una sección en la esquina inferior derecha para el título, fecha de certificación, los datos del proveedor o contratista especificados en el numeral 8.7.1.2, número de revisión y fecha. Esta información debe ser proporcionada en todos los documentos.

8.7.3.1.3 PEMEX y el proveedor o contratista deben acordar la coordinación y el grado de revisión de dibujos y documentos. La revisión de PEMEX no constituye la autorización para desviarse de algún requerimiento de la orden de compra a menos que esté específicamente autorizado por escrito. Después de la aprobación de los documentos, el proveedor o contratista debe suministrar copias certificadas en las cantidades especificadas.

8.7.3.1.4 El proveedor o contratista debe enviar con el primer envío de dibujos principales, una lista completa de todos los documentos que se van a suministrar. Esta lista debe contener los títulos, números de dibujos y un programa para la transmisión de toda la información que el proveedor o contratista debe suministrar. Esta lista debe cumplir con los “Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos” del Anexo 12.3.

8.7.3.2 Dibujos y documentos técnicos.

8.7.3.2.1 Los dibujos y documentos suministrados por el proveedor o contratista deben contener información suficiente de modo que, junto con los manuales especificados en 8.7.3.5, PEMEX pueda instalar, operar y mantener correctamente el equipo cubierto por la orden de compra. Todos los dibujos y datos del contrato deben ser claramente legibles (el tamaño de la fuente debe ser mínimo 8 puntos, incluso si un dibujo está reducido de un tamaño más grande), deben cubrir el alcance convenido en el formato de “Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos” del Anexo 12.3 y debe cumplir con las descripciones detalladas aplicables.

8.7.3.2.2 La información se debe entregar de acuerdo al Anexo 12.3 y se debe identificar de acuerdo con el punto 8.7.2.2.1. Cualquier comentario en los dibujos o revisiones de especificaciones que hacen necesario un cambio en la información debe ser indicado por el proveedor o contratista. Estas notaciones resultaran o deben aparecer en la publicación completada de hojas de datos del comprador (PEMEX) como parte de las especificaciones de la orden. Estos cambios deben incluirse en la documentación certificada entregada a PEMEX.

8.7.3.3 Reportes de avances.

El proveedor o contratista debe entregar los reportes de avance de los trabajos a PEMEX con la frecuencia acordada. Los reportes deben incluir la información de ingeniería y manufactura de los componentes principales.

8.7.3.4 Listas de partes y repuestos recomendados.

8.7.3.4.1 El proveedor o contratista debe proporcionar las listas completas de piezas y accesorios para todo el equipo suministrado. Las listas deben incluir los números de pieza únicos del fabricante, los materiales de construcción y los tiempos de entrega. Cada parte debe ser identificada y mostrada totalmente en dibujos de corte transversal o dibujos de montaje. Las partes intercambiables deben ser identificadas como tal. Las piezas que se han modificado sus dimensiones estándar para satisfacer requisitos de operación específicos deben ser identificadas únicamente por el número de pieza. Las piezas compradas como estándar deben ser identificadas con el nombre del fabricante original y el número de pieza.

8.7.3.4.2 El proveedor o contratista debe indicar en cada una las listas completas de piezas, todas las piezas que se recomienden como piezas de repuestos para arranque o mantenimiento y las cantidades de almacenamiento recomendadas de cada una. Las listas deben incluir las piezas recomendadas de repuesto de los subproveedores que no estaban disponibles para su inclusión en la oferta original del proveedor o contratista.

8.7.3.5 Manuales de instalación, operación, mantenimiento y datos técnicos.

8.7.3.5.1 Generalidades.

El proveedor o contratista debe proporcionar suficientes instrucciones escritas y todos los dibujos necesarios para permitir a PEMEX instalar, operar, y mantener todo el equipo cubierto por la orden de compra. Esta información debe ser reunida en un manual o manuales con una hoja de cubierta que muestre la información numerada en 8.7.1.2, un índice y una lista completa de los dibujos incluidos por título y número de dibujo. El manual o los manuales deben prepararse específicamente para el equipo cubierto por la orden de compra. Las secciones impresas que son del modelo específico pueden ser incluidos. Manuales "típicos" no son aceptables.

Se deben suministrar cinco (5) manuales de operación y mantenimiento de los cuales cuatro (4) deben ser en idioma español y uno en idioma inglés, un juego de archivos electrónico (en CD) en español.

8.7.3.5.2 Manual de instalación.

Toda la información requerida para la instalación adecuada del equipo debe ser reunida en un manual que sea entregado no más allá del tiempo de entrega de los dibujos finales. Por esta razón, puede estar separado de las instrucciones de operación y mantenimiento. Este manual debe contener la información sobre la alineación y los procedimientos de lechareado, los requerimientos de servicios auxiliares normales y máximos, los centros de masa, las provisiones y procedimientos de izaje, y el resto de los datos de la instalación. Todos los dibujos y documentos especificados en 8.7.2.2 y 7.6.2.3 que son convenientes para la instalación apropiada deben ser incluidos como parte de este manual.

8.7.3.5.3 Manual de operación y mantenimiento.

El proveedor o contratista debe suministrar un manual conteniendo todas las instrucciones para operación y mantenimiento, el cual debe ser enviado a la hora del embarque del equipo. Además de cubrir todas las condiciones de operación especificadas, este manual debe incluir una sección que proporcione las instrucciones especiales para la operación en las condiciones ambientales extremas especificadas. Ver Anexo 12.3 “Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos”.

8.7.3.5.4 Manual de datos técnicos.

Si se especifica el proveedor o contratista debe entregar a PEMEX un Manual de datos técnicos 30 días después de haber realizado las pruebas de taller.

8.8 Garantías.

8.8.1 Mecánica.

8.8.1.1 El equipo y sus componentes se deben garantizar por escrito contra defectos en materiales, diseño y mano de obra por un periodo de 24 meses, contados a partir del embarque.

8.8.1.2 En caso de falla durante el período de garantía el proveedor o contratista debe reemplazar las partes defectuosas hasta cumplir con lo requerido en las especificaciones, códigos, hojas de datos y dibujos.

8.8.1.3 Se debe garantizar la existencia de partes de repuesto en el mercado, por un período mínimo de 10 años.

8.8.2 Funcionamiento.

8.8.2.1 El equipo se debe garantizar para un funcionamiento en las condiciones de operación especificadas en las hojas de datos por un periodo de 3 años de operación ininterrumpida con el mantenimiento recomendado en el manual del fabricante.

8.8.2.2 El proveedor o contratista debe garantizar a PEMEX que el fabricante original del equipo suministrado cuenta con una oficina representante en México.

9. RESPONSABILIDADES.

9.1 Proveedor o contratista.

9.1.1 Es el responsable del equipo, de sus componentes y sistemas auxiliares, así como de la ingeniería y coordinación entre el diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas y partes suministradas por sus propios proveedores o contratistas**.**

9.1.2 Debe entregar la garantía donde se responsabilice del diseño general y detallado, fabricación, materiales, inspección, pruebas y transportación del equipo.

9.1.3 A solicitud de PEMEX, el proveedor o contratista debe reparar o reemplazar sin costo adicional, cualquier equipo o parte del mismo que falle, en servicio de uso normal y bajo las condiciones de operación, o por fallas de diseño, transportación o mano de obra y/o defectos del o los materiales usados en la fabricación del equipo, dentro de los periodos de garantía, especificados en las bases de licitación.

9.1.4 Cumplir con los requerimientos indicados en esta norma de referencia, para el diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas, almacenamiento y transporte del equipo para instalaciones de PEMEX.

9.1.5 Debe designar dentro del organigrama del personal a un especialista para ejecutar los trabajos del contrato para ejecución de obra pública y dentro del cual se contemple la aplicación de esta norma de referencia, y a un responsable o gerente técnico con experiencia previa en trabajos similares. Las firmas de ingeniería, proveedores o contratistas se comprometen a mantener durante el desarrollo de los trabajos y hasta

su entrega final a un responsable o gerente técnico con las características arriba mencionadas, con la finalidad de garantizar la correcta ejecución de los trabajos en estricto apego a los lineamientos marcados por la norma de referencia y a las necesidades de PEMEX.

9.2 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

9.2.1 Promover el conocimiento de esta norma de referencia entre las áreas usuarias de PEMEX, firmas de ingeniería, proveedores o contratistas, involucradas en los procesos técnicos y administrativos generados por la necesidad de adquirir turbinas de vapor para servicio general.

9.2.2 Vigilar la aplicación de los requisitos de esta norma de referencia, en las actividades de diseño, fabricación, materiales, inspección y pruebas de turbinas de vapor para servicio general para instalaciones de PEMEX.

9.2.3 Verificar el cumplimiento de esta norma de referencia, a través del procedimiento de revisión aplicada a los proveedores o contratistas**.**

9.2.4 Verificar el cumplimiento del contrato de servicios establecidos, acordado y firmado por el proveedor o contratista incluyendo los Anexos técnicos respectivos, los cuales deben cumplir con los lineamientos marcados por esta norma de referencia.

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES.

Esta norma de referencia no tiene concordancia con ninguna norma mexicana o internacional.

11. BIBLIOGRAFÍA.

Esta norma de referencia se fundamenta y complementa con las normas técnicas, en su última edición, que se indican a continuación.

11.1 ABMA 7:1995 R 2008 Shaft and Housing Fits for Metric Radial Ball and Roller Bearings (Except Tapered Roller Bearings) Conforming to Basic Boundary Plan. [Ajustes de flechas y alojamientos para rodamientos radiales métricos de bolas y rodillos. (Excepto rodamientos de rodillos cónicos) cumpliendo un plan básico limite].

11.2 ABMA 9:1990 R 2008 Load Ratings and Fatigue Life for Ball Bearings. (Capacidades de carga y vida de fatiga para rodamientos de bolas.)

11.3 ABMA 20:1996 R 2008 Radial Bearings of Ball, Cylindrical Roller and Spherical Roller Types Metric Design. (Diseño métrico de chumaceras radiales tipo bolas, rodillos cilíndricos y rodillos esféricos).

11.4 AGMA 922 –A96:1996 Load Classification and Service Factors for Flexible Couplings (Clasificación de carga y factores de servicio para coples flexibles.)

11.5 AGMA 9000-C90:1990 Flexible Couplings—Potential Unbalance Classification (Coples flexible clasificación del desbalanceo potencial.)

11.6 AGMA 9002 –B04:2004 Bores and Keyways for Flexible Couplings (Inch Series). [Cubos y cuñeros para coples flexible (serie en pulgadas).]

11.7 API STANDARD 611:2008 General-purpose steam turbines for petroleum, chemical and gas industry services (Turbinas de vapor para proposito general para servicios de la industria del petróleo, química y gas).

11.8 API STANDARD 612/ISO 10437:2005 Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Steam turbines - Special-purpose applications (Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural - Turbinas de vapor para aplicación de servicios especiales).

11.9 API STANDARD 520 PT I:2008 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries Part I-Sizing and Selection. (Dimensionado, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinerías. Parte I- Dimensionado y selección).

11.10 API RP 520 PT II:2003 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries Part II-Installation. (Dimensionado selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinerías Parte II Instalación).

11.11 API STANDARD 526:2009 Flanged Steel Pressure-relief Valves. (Válvulas de alivio de presión de acero bridadas).

11.12 API 670:2003 Machinery protection Systems. (Sistemas de protección de maquinaria).

11.13 API 671:2007 Special purpose couplings for petroleum, chemical and gas industry services. (Coples para servicios de aplicación especiales en la industria del petróleo, química y gas).

11.14 API 677:2006 General-purpose gear units for petroleum, chemical and gas industry services (Unidades de engrane para proposito general para servicios de la industria del petróleo, química y gas)

11.15 API RP 686:2009 Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design. (Practica recomendada para la instalación de maquinaria y el diseño de la instalación)

11.16 ASME B1.1:2003 R2008 Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form). [(Roscas de tornillos unificadas en pulg.) (Roscas de forma UN y UNR)] .

11.17 ASME B1.20.1:1983 Pipe threads, general purpose (inch) [Roscas de tubería para propósitos generales (pulgadas).]

11.18 ASME B16.5:2009 Pipe flanges and flanged fittings NPS 1/2 through NPS 24 metric/inch standard (Estándar de bridas de tubería y accesorios de bridas de tubería de ½ NPS hasta 24 NPS métricas/pulgada).

11.19 ASME B16.11:2009 Forged Steel Fittings Socket-Welding and Threaded. (Accesorios de acero forjado de caja soldable y roscados.)

11.20 ASME B16.47:2006 Large Diameter Steel Flanges (NPS 26 Through NPS 60 Metric/Inch Standard). (Bridas de acero de diámetro grande desde 26 hasta 60 pulg. de diámetro nominal).

11.21 ASME B17.1:1967 R 2008 Keys and Key Sets. (Cuñas y juegos de cuñas).

11.22 ASME B31.3: 2008 Process Piping (Tubería de proceso).

11.23 ASME BPVC Section II ASME Boiler and pressure vessel code – Section II – Materials. (ASME Código de calderas y recipients a presión – Sección II - Materiales).

11.24 ASME BPVC Section V ASME Boiler and pressure vessel code – Section V - Nondestructive examination. (ASME Código de calderas y recipients a presión – Sección V - Pruebas no destructivas).

11.25 ASME BPVC Section VIII Division 1 ASME Boiler and pressure vessel code – Section VIII Division 1 - Rules for construction of pressure vessels. (ASME Código de calderas y recipientes a presión- Sección VIII División 1 - Reglas para construcción de recipientes a presión).

11.26 ASME BPVC Section VIII Division 2 ASME Boiler and pressure vessel code – Section VIII Division 2 - Alternative rules for construction of pressure vessels. (ASME Código de calderas y recipientes a presión - Sección VIII División 2 - Reglas alternativas para construcción de recipientes a presión).

11.27 ASTM A193/A193M:2009 Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications. (Especificación estándar de materiales para pernos de aleaciones de acero y de acero inoxidable para servicios en alta temperatura o alta presión y otras aplicaciones especiales).

11.28 ASTM A194/A194M:2009 Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both. (Especificación estándar para tuercas de pernos de aleaciones de acero al carbono para servicios en alta presión o alta temperatura o ambos).

11.29 ASTM A 278/A 278M: 2001 (R2006) Standard Specification for Gray Iron Castings for Pressure-Containing Parts for Temperatures Up to 650°F (350°C). (Especificación estándar para fundiciones de hierro gris para partes sujetas a presión para temperaturas hasta 350 °C).

11.30 ASTM A307 REV.B 2007 Standard Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, 60,000 psi Tensile Strength. (Especificación estándar para pernos y espárragos de acero al carbono grado B, 60 000 libras por pulg. cuadrada de resistencia a la tensión).

11.31 ASTM A320/A320M:2008 Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for Low- Temperature Service. (Especificación estándar de materiales para pernos de aleaciones de acero para servicio de baja temperatura).

11.32 ASTM A 351/A351M: 2010 Standard Specification for Castings, Austenitic, for Pressure-Containing Parts. (Especificación estándar para fundiciones auteníticas, para partes sujetas a presión).

11.33 ASTM A388/A388M:2010 Standard practice for ultrasonic examination of steel forgings (Práctica estándar para inspección por ultrasonido para forjas de acero pesado).

11.34 ASTM A 494/A 494M: 2009 (E 2010) Standard Specification for Castings, Nickel and Nickel Alloy (Especificación estándar para fundiciones níquel y aleaciones níquel).

11.35 ASTM A 515:2003 R2007 Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Intermediate- and Higher-Temperature Service. (Especificación estándar para placas de recipientes a presión, Acero al carbono, para servicio a temperatura intermedia y alta).

11.36 ASTM A536:1984 (R 2009) Standard Specification for Ductile Iron Castings. (Especificación estándar para fundiciones de hierro Dúctil).

11.37 ASTM A563:2007 Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts (Metric). [Especificación estándar para tuercas de acero al carbón o y aleaciones (Métrico).]

11.38 ASTM A587:1996 (R2005) Standard Specification for Electric-Resistance-Welded Low-Carbon Steel Pipe for the Chemical Industry**.** (Especificación estándar para tubería de acero de bajo carbono soldadas con resistencia eléctrica para la industria química).

11.39 ASTM A 609/A609M:1991 (2007) Standard Practice for Castings, Carbon, Low-Alloy, and Martensitic Stainless Steel, Ultrasonic Examination Thereof. (Práctica estándar para examen con ultrasonido de fundiciones de carbón, de aleación débil y de acero inoxidable martensítico).

11.40 ASTM E94:2004 Standard Guide for Radiographic Testing. (Guía estándar para prueba de radiografía).

11.41 ASTM E165:2009 Standard Test Method for Liquid Penetrant Examination for General Industry (Método estándar de prueba por líquidos penetrantes para la industria en general).

11.42 ASTM E709:2008 Standard Guide for Magnetic Particle Examination. (Guía estándar para examen por partículas magnéticas).

11.43 ASTM E1003:2005 Standard Test Method for Hydrostatic Leak Testing. (Método de prueba estándar para la prueba de fuga hidrostática).

11.44 AWS D1.1/D1.1M: 2010 Structural Welding Code – Steel. (Código de soldadura para acero estructural).

11.45 MSS SP-55:2006 Quality Standard for Steel Castings for Valves, Flanges, Fittings and Other Piping Components - Visual Method for Evaluation of Surface Irregularities. (Estándar de calidad para fundiciones de acero para válvulas, bridas, juntas y otros componentes de tubería – Método visual para la evaluación de irregularidades de superficie).

11.46 NACE No. 1 /SSPC-SP 5: 1994 (R2006) White Metal Blast Cleaning. (Limpieza con chorro a metal blanco).

11.47 NACE No. 3/SSPC-SP 6: 1994 (R006) Commercial Blast Cleaning. (Limpieza con chorro comercial).

11.48 NEMA SM 23: 1991 R 2002 Steam Turbines for Mechanical Drive Service. (Turbinas de vapor para servicio de accionamiento mecánico).

11.49 NFPA 70: 2008 National Electrical Code. (Código elétrico nacional).

11.50 P.2.0335.02:2000 Turbinas de vapor para servicio general, Especificación Técnica de PEMEX, 2000, Primera Edición.

12. ANEXOS.

12.1 Lista de comprobación del inspector

CONCEPTO		REVISADO	RVAD	TIGUA	FECHA DE INSPECCION	INSPECCIONADO POR	ESTADO
General							
1	Claros de ensamble final para operación y, mantenimiento.						
2	Inspección superficial y subsuperficial						
Inspección de materiales							
3	Inspección, pruebas y certificación de materiales						
Inspección mecánica							
4	Tamaño y acabado de aberturas de la carcasa						
5	Acabado de la flecha						
6	Mal acabado (runout) eléctrico y mecánico de la flecha (opcional)						
7	Coples y guardacoples						
8	Balanceo del rotor						
9	Revisión del desbalanceo residual de la máquina multietapa.						
10	Sentido de Giro / datos de la placa / unidades						
11	Limpieza de las líneas del sistema de lubricación de aceite ISO 10438						
	Prueba Hidrostática						
Prueba de Giro Mecánica							
12	Vibración						
13	Chumaceras y sellos del contrato.						
14	Flujos de aceite, Presión, Temperatura como se especifique (opcional)						
15	Ninguna fuga observada						
17	Dispositivos de protección operacional						
18	Inspección de chumaceras después de las pruebas satisfactorias						
19	Rotor de repuesto instalado y girado						
Pruebas opcionales							
20	Prueba de la unidad completa						
21	Prueba de engranes						
22	Pruebas del nivel de ruido						
23	Pruebas del equipo auxiliar						
Preparación para embarque							
24	Preparación completa del equipo y accesorios						
25	Pintura						
26	Prevención de óxido						
27	Etiquetas de identificación						
28	Embarque del manual de instalación						

12.2 Hojas de datos.

TURBINAS DE VAPOR PARA SERVICIO GENERAL

	No. PROYECTO:									REVISIÓN:					
	No. REQUISICIÓN / COMPRA:									ELABORÓ:		PÁGINA : 1 DE 3			
	HOJA DE DATOS No:									REVISÓ:					
	FECHA:									APROBÓ:					
1	EDITADA PARA:									SERVICIO:					
2	COMPRADA POR:									CLAVE:		CANTIDAD:			
3	PROYECTO:									EQUIPO A ACCIONAR:		CLAVE:			
4	UNIDAD:									FABRICANTE:					
5	SITIO:									MODELO:		No. SERIE:			
6	DATOS POR EL LICENCIADOR / COMPRADOR									DATOS POR EL VENDEDOR					
7	CONDICIONES DE OPERACIÓN									DESEMPEÑO					
8	PUNTO DE OPERACIÓN	POTENCIA		VELOCIDAD						PUNTO DE OPERACIÓN / CONDICIONES DEL VAPOR	No. VALVULAS MAN ABIERTAS	CONS. ESP. VAPO			
9		kW		RPM								kg / kW - h			
10	NORMAL									NORMAL / CONSUMO DE VAPOR NORMAL CERTIF.					
11	NOMINAL									NOMINAL / NORMAL					
12	OTRO									NOMINAL @ CONDICIONES DE ENTRADA MINIMA Y DESCARGA MAXIMA					
13	DATOS DEL SITIO Y DATOS DE LA INSTALACIÓN									OTRO/ CONDICIÓN NORMAL					
14	APLICACIÓN														
15	INTERVALO DE VELOCIDAD AMPLIO		ARRANQUE RAPIDO							NORMAS / ESPECIFICACIONES APLICABLES					
16	GIRO LENTO		VÁLV. MANUALES							NRF-213-PEMEX;					
17	OPERACIÓN														
19	ARRANQUE AUTOMATICO SIN ASISTENCIA									CONSTRUCCIÓN					
20	INSTALACIÓN									TIPO DE TURBINA					
21	TEMP. AMBIENTE	MIN.		MÁX.		ºK				No. ETAPAS		DIAMETRO		mm	
22	CONDICIONES NO USUALES									CONTRUCCIÓN DEL ROTOR					
23										ARREGLO					
24	CLASIFICACIÓN ELÉCTRICA		CLASE							ALABES					
25			DIVISIÓN		GRUPO					CORTE DE LA CARCASA					
26										SOPORTE DE LA CARCASA					
27	SUMINISTRO ELÉCTRICO-CONTROL		V		FASES		Hz			SUMINISTRO DE TORNILLOS GATO VERTICALES					
28	SUMINISTRO ELÉCTRICO-MOTORES		V		FASES		Hz								
29	AGUA DE ENFRIAMIENTO	P		kPa	P		kPa								
30		Qv		m3/s	T		ºK			VÁLVULA DE DISPARO					
31	NIVEL DE RUIDO PERMISIBLE			dBA @			m			SELLOS INTERETAPA					
32	CONDICIONES DEL VAPOR									SELLO EN EL EXTREMO					
33		MAX	NORMAL	MIN											
34	PRESIÓN DE ENTRADA				kPa (m)					TIPO DE CHUMACERA RADIAL					
35	TEMPERATURA DE ENTRADA				ºk					TIPO DE CHUMACERA DE EMPUJE					
36	PRESIÓN DE DESCARGA				kPa (m)					COLLARINES DE EMPUJE					
37	CONTAMINANTES DEL VAPOR									VISCOSIDAD DEL ACEITE LUBRICANTE				ISO	
38	DATOS DE LA TURBINA									LUBRICACIÓN POR					
39	VELOCIDAD PERMISIBLE	MAX		rpm	MIN		rpm			LUBRICACIÓN POR NIEBLA		(PURA /PURGA)			
40	VELOCIDAD MAX. CONTINUA	MAX		rpm	MIN		rpm			SISTEMA DE LUBRICACIÓN POR NIEBLA					
41	VELOCIDAD DE DISPARO		rpm	VEL. PTA. ALABE			m/s			TIPO DE LUBRICADOR - CAJA DE CHUMACERA					
42	PRIMERA VELOCIDAD CRITICA						rpm			SELLO - CAJA DE CHUMACERA					
43	TEMP. DESCARGA NORMAL		ºK	SIN CARGA			ºK			PROVEEDOR DEL SELLO					
44	MÁXIMA POTENCIA POSIBLE						kW			DATOS DE DISEÑO DE LA CARCASA		ENTRADA	DESCARGA		
45	FLUJO MÁXIMO DE VAPOR EN LA TOBERA		Qm				Kg/s			PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE				kPa (m)	
46	ROTACIÓN VISTA DESDE EL EXTREMO DEL GOBERNADOR:									TEMPERATURA MÁXIMA PERMISIBLE				ºK	
47										PRESIÓN DE PRUEBA HIDROSTÁTICA				kPa (m)	
48															
49	TUBERÍA DE AGUA REQUERIDA			POR:											
50										NOTAS:					
51	TUBERÍA DE ACEITE REQUERIDA			POR:											
52															
53	SISTEMA DE DRENADO AUTOMÁTICO			POR:											
54															

TURBINAS DE VAPOR PARA SERVICIO GENERAL

	No. PROYECTO:								REVISIÓN:					
	No. REQUISICIÓN / COMPRA:								ELABORÓ:		PÁGINA : 2 DE 3			
	HOJA DE DATOS No:								REVISÓ:					
	FECHA:								APROBÓ:					
1	MATERIALES								ACCESORIOS A SUMINISTRAR POR EL PROVEEDOR					
2	CARCASA DE ALTA PRESIÓI			GRADO					SOLENOIDE DE DISPARO REMOTO					
3									SEÑAL DE DISPARO DE LA TURBINA					
4	CARCASA DESCARGA			GRADO					ROMPEDOR DE VACÍO					
5	BOQUILLAS O TOBERAS			GRADO					SISTEMA AUTOMÁTICO DE VAPOR DE SELLO:					
6	ALABES			GRADO					VAPOR DE SELLO		kPa @			°K
7	DISCOS			GRADO					DISPOSITIVO DE VACÍO DEL ESTOPERO					
8	FLECHA			GRADO					VÁLVULA CENTINELA DE ADVERTENCIA					
9	RECUBRIMIENTO DE LA FLECHA BAJO EMPAQUES								TIPO DE AISLAMIENTO					
10	MATERIAL								TIPO DE TACÓMETRO					
11	MÉTODO DE APLICACIÓN								FABRICANTE		MODELO:			
12	ESPESORES								MONTADO POR:					
13	INTERNOS VÁLVULA REGULADORA								VÁLVULAS TÉRMICAS DE ALIVIO					
14	COLADERA DE ENTRADA		TAMAÑO MALLA						OTROS DISPOSITIVOS Y CONTROLADORES					
15														
16	CONEXIONES								TABLERO LOCAL CON INDICADORES DE PRESIÓN					
17	SERVICIO	TAMAÑO	CAPACIDAD	ACABADO	POSICIÓN				ESTRANGULADO DE VAPOR:		PRIMERA ETAPA:			
18	ENTRADA								ANILLO DE TOBERAS		DESCARGA			
19	DESCARGA								INDICADORES LLENOS DE LÍQUIDO:					
20	DRENAJE ALTA PRESIÓN								PANEL DE INSTRUMENTOS:					
21	DRENAJE EXPANSIÓN													
22									SISTEMA EXTERNO DE LUBRICACIÓN DE ACEITE					
23									TIPO DE SISTEMA DE LUBRICACIÓN:		CIRCULANTE / PRESURIZADO			
24	ACOPLAMIENTO								SISTEMA DE LUBRICACIÓN PARA:					
25	LOCALIZACIÓN			TURBINA	EQ. IMPULSADO									
26	TIPO								SISTEMA DE LUBRICACIÓN TIPO:					
27	MODELO								EL SISTEMA DE LUBRICACIÓN INCLUYE:					
28	CAPACIDAD (HP / 100 RPM)													
29	LUBRICACIÓN													
30	LIMITE EXTREMO DE FLUCTUACIÓN													
31	LONGITUD DE ESPACIADOR													
32	FACTOR DE SERVICIO								DETECTORES DE VIBRACIÓN Y POSICIÓN					
33	MATERIAL ESPACIADOR / CUBO:								SUMINISTRO		PREVISION			
34	MATERIAL DIAFRAGMA / DISCO:								SENSORES DE NO CONTACTO					
35	MEDIO COPLE MONTADO POR:								POSICIÓN AXIAL		CANTIDAD			
36	ACOPLAMIENTO CONSTRUIDO PARA:								FABRICANTE			2-+		
37	HOJA DE DATOS DEL ACOPLAMIENTO No.:								DE FASE (UN EVENTO P/ REVOLUCIÓN)			41+R66		
38	ACOPLAMIENTO BALANCEADO A:								VIBRACION RADIAL					
39	FLECHA DE LA TURBINA:								FABRICANTE					
40									MODELO					
41														
42	PLACAS DE MONTAJE								SENSORES DE TEMPERATURA DE METAL DE CHUMACERAS					
43	TURBINA MONTADA EN:								CHUMACERAS:	RADIALES:		DE EMPUJE:		
44	SUMINISTRADO POR:								SENSORES SÍSMICOS					
45	EQUIPOS PARA SER MONTADO:								MAGNÉTICOS		PERMANENTES			
46									FABRICANTE			MODELO		
47														
48	PLACA BASE SIN LECHADA:								SUMINISTRO DE MONITORES AXIALES Y RADIALES:					
49									VIBRACION Y POSICION AXIAL					
50	SUBPLACAS REQUERIDAS								SENSORES DE TEMPERATURA					
51									VER HOJA DE DATOS SEPARADA PARA DETALLE					
52	CAJA DE ENGRANES								NOTAS:					
53	REQUERIDA / TIPO:													
54	ESPECIFICACIÓN APLICABL													
55	SUMINISTRADA POR:													
56	HOJA DE DATOS No.:													

TURBINAS DE VAPOR PARA SERVICIO GENERAL

No. PROYECTO:		REVISIÓN:	PÁGINA : 3 DE 3
No. REQUISICIÓN / COMPRA:		ELABORÓ:	
HOJA DE DATOS No:		REVISÓ:	
FECHA:		APROBÓ:	

	SISTEMA DEL GOBERNADOR							
2	TIPO DE GOBERNADOR							
3	FABRICANTE							
4	MODELO							
5	RANGO DE VELOCIDAD							
6	PUNTO DE AJUSTE DE VELOCIDAD							
7	MANUAL LOCAL							
8	REMOTO							
9	VARIABLE	RANGO DE OPERACIÓN			SEÑAL DE CONTROL			
10	VELOCIDAD		a	rpm		a		mA
11	VELOCIDAD		a	rpm		a		kPa (m)
12	SUMINISTRO ELÉCTRICO A GOBERNADOR							
13	CLASIFICACIÓN ELÉCTRICA							
14	ENTRADA REMOTA DE DISPARO (GOB. ELECTRÓNICO)							
15	GOB. ELECTRÓNICO APROPIADO PARA BAJA VELOCIDAD							
16	DISPARO POR SOBRE VELOCIDA							
17								
18								
19	No. DISPOSITIVOS DE MANDO							
20	FABRICANTE							
21	MODELO							
22	NOTAS							
23								
24	REQUISITOS DE INGENIERÍA							
25	SUMINISTRO DE DATOS PARA ANÁLISIS LATERAL							
26	Y TORSIONAL POR OTROS							
27	CALCULO Y DATOS DEL MARGEN DE SEPARACIÓN							
28	ANÁLISIS DE VIBRACIÓN TORSIONAL DEL TREN							
29	REGISTRO DE PESOS DE MEDIAS CUÑAS:							
30	REVISIÓN DE DESBALANCEO RESIDUAL:							
31	MAL ACABADO MECÁNICOY ELÉCTRICO (RUN OUT) :							
32	TRANSMISIONES DE ALTA VELOCIDAD:							
33	DE ACUERDO CON:			TIPO				
34	DIAGRAMAS DE CAMPBELL Y GOODMAN							
35	OTROS:							
36	REQUISITOS DE INSPECCIÓN							
37	UT AL 100% DESPUÉS DEL MAQUINADO DE DESBASTE							
38	ALTERNATIVA DE INSPECCIÓN VISUAL DE FUNDICIONES:							
39	INSPECCIÓN DE SOLDADURAS (TOTAL, PUNTOS, No.)							
40								
41	COMPONENTE	PART MAGN	LIQUIDOS PENETR.	RADIO GRAFIA	ULTRA SONIDO	(1)	OBS	PEA SI
42								
43								
44	VÁLVULAS DISPARO							
45	Y REGULACION							
46	CABEZAL							
47	CARCASA							
48	TUBERÍAS							
49	FLECHA							
50	ROTOR							
51	(1) INSPECCIÓN O PRUEBA ESPECIAL							
52								
53								
54								

PRUEBAS		OBSERV.	ATEST.	(1)
BALANCEO DINÁMICO				
HIDROSTÁTICA (kPa)				
GIRO MECÁNICO (hrs)				
NIVEL DE RUIDO				
PRUEBAS ADICIONALES	REQ			
REV. DESBALANCEO RESIDUAL				
A LA UNIDAD COMPLETA				
CAJA DE ENGRANES				
A LA TRANSMISIÓN				
SISTEMA DE LUBRICACIÓN				
INST. Y SISTEMA DE CONTROL				

(1) NOTAS O CRITERIOS DE ACEPTACIÓN:

EMBALAJE, TRANSPORTACIÓN Y ALMACENAMIENTO	
EMBALAJE PARA TRANSPORTACIÓN:	
EMBALAJE PARA ALMACENAMIENTO PROLONGADO	MESES
PARTES DE REPUESTO EMPACADAS PARA:	

NOTAS:

DOCUMENTOS	
CURVAS DE DESEMPEÑO	
CERTIFICADOS DE:	
MATERIALES	
INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE TALLER	
BALANCEO ESTÁTICO Y DINÁMICO	
PRUEBA HIDROSTÁTICA	
PRUEBA MEC. DE FUNCIONAMIENTO	
PRUEBA DE DESEMPEÑO	
PRUEBAS ADICIONALES	
MANUAL DE DATOS TÉCNICOS	
EXPEDIENTE TÉCNICO DE CALIDAD	
MANUAL DE IZAJE E INSTALACIÓN	
MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
LISTA DE PARTES DE REPUESTO	
LISTA DE ACEITES Y LUBRICANTES	

PESOS		
TURBINA		kg
ROTOR		kg
MITAD DESMONTABLE DE LA CARCASA		kg
VÁLVULAS		kg
BASTIDOR		kg
MISCELÁNEOS		kg
PIEZA MAYOR DESMONTABLE (		kg
PESO TOTAL DE EMBARQUE		kg
ANCHO x LARGO x ALTURA TOTAL		mm

12.3 Dibujos del proveedor o contratista y Requerimientos de datos:

DIBUJOS DEL PREVEEDOR O CONTRATISTA Y REQUERIMIENTOS DE DATOS PARA TURBINAS DE VAPOR DE PROPOSITOS GENERALES

PROYECTO No. _____ CLAVE DEL EQ. _____
No. DE O. DE COMPRA. _____ FECHA _____
No. REQ'N. _____ FECHA _____
No. DEL PEDIDO. _____ FECHA _____
PAGINA 1 DE 2 POR: _____
REVISION: _____
UNIDAD: _____
No. REQUERIDO: _____

PARA: _____
SITIO: _____
SERVICIO: _____

Propuesta [a] El licitante debe suministrar _____copias de datos para todos los conceptos indicados con una X.

Revisión [b] El proveedor debe suministrar _____copias y archivos electrónicos de todos los dibujos y datos indicados.

Final [c] El proveedor debe suministrar _____copias y archivos electrónicos de todos los dibujos y datos indicados.

REGISTRO DE DISTRIBUCION

Final – Recibido de parte del proveedor
Final – Requerido del proveedor[a]
Revisión – Regresado al proveedor
Revisión – Recibido del proveedor
Revisión – Requerido del proveedor[a]

			DESCRIPCION					
			1. Dibujo de dimensiones generales final y una lista de las conexiones.					
			2. Dibujos de sección transversal y número de partes. [b]					
			3. Dibujos de ensamblaje de rotor y número de partes. [b]					
			4. Dibujo de ensamblaje de la chumacera de empuje y numero de partes. [b]					
			5. Dibujo y lista de materiales de ensamblaje de la chumacera radial.					
			6. Dibujo y lista de materiales del empaque y laberinto. [b]					
			7. Dibujo y lista de materiales de ensamblaje de acoples.					
			8. Esquema y lista de materiales de los sellos y empaquetaduras. [b]					
			9. Dibujo de arreglo y lista de conexiones de los sellos y empaquetaduras. [b]					
			10. Dibujos y datos de de los sellos y empaquetaduras. [c]					
			11. Esquema y lista de materiales del sistema de lubricación. [b]					
			12. Dibujo de arreglo y lista de las conexiones del sistema de lubricación. [b]					
			13. Dibujos de componentes y datos del sistema de aceite lubricante. [c]					
			14. Esquemas eléctricos y de instrumentación, y lista de materiales.					
			15. Dibujo de arreglo eléctrico y de instrumentación y lista de conexiones. [b]					
			16. Sección transversal de válvula y gobernador , dibujos y detalles del sistema de paro [b]					
			17. Curva flujo de vapor contra potencia.					
			18. Curva flujo de vapor contra presión primera etapa. [c]					
			19. Curva de flujo de vapor contra velocidad y eficiencia. [c]					
			20. Curva de flujo de vapor contra carga de chumacera de empuje. [c]					
			21. Tabla de factores de corrección de consumo especifico de vapor. [c]					
			22. Datos del análisis de vibración. [c]					
			23. Reporte del análisis de velocidad critica lateral. [c]					
			24. Reporte de estudio del análisis torsional. [c]					
			25. Diagrama de alineamiento del cople y la flecha. [c]					
			26. Procedimientos de soldadura (fabricación y reparación). [c]					
			27. Registros de prueba hidrostática.					
			28. Registros de pruebas mecánicas.					
			29. Registros de balanceo del rotor.					

DIBUJOS DEL PREVEEDOR Y REQUERIMIENTOS DE DATOS PARA TURBINAS DE VAPOR DE PROPOSITOS GENERALES

PROYECTO NO. _____ CLAVE DEL EQ. _____
No. DE O. DE COMPRA. _____ FECHA _____
No. REQ'N. _____ FECHA _____
No. DEL PEDIDO. _____ FECHA _____
PAGINA 2 DE 2 POR: _____
REVISION: _____
UNIDAD: _____
No. REQUERIDO: _____

PARA: _____
SITIO: _____
SERVICIO: _____

Propuesta [a] El licitante debe suministrar _____copias de datos para todos los conceptos indicados con una X.

Revisión [b] El proveedor debe suministrar _____copias y archivos electrónicos de todos los dibujos y datos indicados.

Final [c] El proveedor debe suministrar _____copias y archivos electrónicos de todos los dibujos y datos indicados.

REGISTRO DE DISTRIBUCION

Final – Recibido de parte del proveedor _____
Final – Requerido del proveedor[a] _____
Revisión – Regresado al proveedor _____
Revisión – Recibido del proveedor _____
Revisión – Requerido del proveedor[a] _____

			DESCRIPCION					
			30. Mal acabado "*runout*" mecánico y eléctrico del rotor. [c]					
			31. Hojas de datos de cómo quedó construido.					
			32. Dimensiones y datos de cómo quedó construido.					
			33. Manual de Instalación, operación y mantenimiento, y Manual de datos técnicos.					
			34. Lista de recomendación y precios de partes de refacción.					

[a] El licitante debe completar estas dos columnas para reflejar su programa actual de distribución e incluir este formato con su propuesta.
[b] Para unidades de una sola etapa, normalmente estas partidas están proporcionados únicamente en manuales instructivos.
[c] Estas partidas son normalmente aplicables para unidades de multipasos únicamente.

Notas:
1. El proveedor o contratista debe proceder con la fabricación al recibir la orden. El proveedor o contratista puede proceder con la fabricación sin la aprobación de PEMEX de los dibujos cuando sea necesario cumplir con el la fecha de embarcación estipulada.
2. Enviar todos los dibujo y datos a _____
3. Los dibujos y datos deben mostrar número de proyecto, orden de compra y clave, localización de la planta y unidad. Un juego de dibujos e instrucciones necesarias para la instalación en campo, adicionales al número de copias especificadas, deben enviarse con el embarque.
4. Ver descripción de los artículos requeridos que siguen.
5. Toda la información indicada en el programa de distribución debe recibirse antes de realizar el último pago.
6. Toda la documentación incluyendo los manuales de operación y mantenimiento deben entregarse a PEMEX en formato electrónico.

Nomenclatura:
S Numero de semanas antes de embarque.
F Número de semanas después de la orden firme.
D Número de semanas después de recibo de dibujos aprobados.

Proveedor o contratista: _____

Fecha:_____ Referencia del proveedor o contratista: _____

Firma _____
(Firma de reconocimiento de recibo de todas las instrucciones)

Descripción

1) Dibujo de dimensiones generales (dimensional) certificado, incluyendo:

   a. Tamaño, clase y localización de todas las conexiones de PEMEX; con cargas en las bridas de succión y salida del vapor.

   b. Pesos totales aproximados;

   c. Dimensiones totales;

   d. Altura de la línea central de la flecha;

   e. Dimensiones de la base (si es suministrada) complementando con diámetros, numero y localizaciones de los agujeros para pernos y espesores de la secciones a través de las cuales los pernos deben pasar;

   f. Localización del centro de gravedad.

2) Dibujos de sección transversal y lista de partes, incluyendo:

   a. Tolerancias y claros de las chumaceras;

   b. Juego axial del rotor;

   c. Tolerancias y claros de los sellos;

   d. Posición axial de las ruedas relativas a la tobera de entrada o diafragmas y las tolerancias permitidas.

   e. Diámetro exterior de todos los discos en la punta de los alabes.

3) Los dibujos de ensamble del rotor, incluyendo lo siguiente:

   a. Posición axial desde la cara del collar de empuje activo hacia lo siguiente elementos:

      i. Cada disco (lado de entrada)

      ii. Cada transductor de vibración radial;

      iii. Cada centro de línea de chumacera.

      iv. La marca de fase (un evento por revolución).

   b. Detalles del ensamble del collar de empuje incluyendo lo siguiente :

      i. Ajuste del collar a la flecha incluyendo la tolerancia

      ii. Concentricidad axial incluyendo la tolerancia*;*

      iii. *Par requerido para la contratuerca*;

      iv. Requerimientos de acabado superficial para las caras del collar.

v. Método de precalentamiento y requerimientos de temperatura para la instalación por interferencia del collar.

4) Dibujo de ensamble de la chumacera hidrodinámica de empuje.

5) Dibujo de ensamble de la chumacera hidrodinámica radial.

6) Dibujos del empaque o laberintos.

7) Dibujo y lista de materiales del ensamble del cople.

8) Esquema del sistema de sellos de vapor de la flecha, incluyendo lo siguiente;

   a. Flujos y presiones de vapor y aire en estado-estable y transitorio.

   b. Ajuste de las válvulas de control y alivio;

   c. Requerimientos de servicios auxiliares (incluyendo electricidad, agua, vapor, y aire);

   d. Tamaños de válvulas y tuberías;

   e. Instrumentación, dispositivos de seguridad y esquemas de control;

   f. Lista de materiales

9) Dibujo del arreglo del sistema de sellos de vapor, incluyendo tamaño, clase, y localización del todas las conexiones de PEMEX.

10) Arreglo general de los componente del sistema de sellos de vapor, datos y dibujos seccionales, incluyendo lo siguiente:

    a. Dibujo y lista de materiales de la fabricación del condensador de vapor de sellos;

    b. Hoja de datos completa para el condensador;

    c. Dibujo y curva de operación para el eyector;

    d. Válvulas de control, válvulas de alivio, e instrumentación;

    e. Esquema de la bomba de vacío, curvas de operación, sección transversal, arreglo general, y requerimientos de servicios (si la bomba es suministrada).

11) Diagrama esquemático del sistema de lubricación, incluyendo lo siguiente:

    a. Flujos y presiones de aceite lubricante en cada punto de uso en estado-estable y en transición;

    b. Control, alarma, ajuste de disparo (presión y temperaturas recomendadas);

    c. Cargas de calor en cada punto de uso a carga máxima;

    d. Requerimientos de servicios auxiliares (incluyendo electricidad, agua, y vapor);

e. Tamaños de tuberías y válvulas;

f. Instrumentación, dispositivos de seguridad, y diagramas de control;

g. Lista de materiales

12) Dibujo del arreglo del sistema de lubricación incluyendo tamaño, intervalo y localización de todas las conexiones de PEMEX.

13) Dibujos de componentes y datos del sistema de lubricación, incluyendo lo siguiente:

a. Bombas y accionadores:

i. Dibujo final del arreglo general;

ii. Sección transversal y lista de materiales;

iii. Dibujo del sello mecánico y lista de materiales;

iv. Curvas de operación para bombas centrifugas;

v. Manuales de instrucción y operación;

vi. Hojas de datos completas para bombas y accionadores.

b. Enfriadores, filtros, y tanque acumulador:

i. Dibujos de fabricación;

ii. Niveles de liquido máximo, mínimo, y normal en el acumulador;

iii. hojas de datos completas para enfriador(es).

c. Instrumentación;

i. Controladores;

ii. Interruptores;

iii. Válvulas de control;

iv. Manómetros.

14) Esquemas eléctricos y de instrumentación, y lista de materiales:

a. Limites de vibración, alarma y paro;

b. Limites de temperatura en cojinetes; alarma y paro;

c. Limites de temperatura del aceite lubricante, alarma y paro.

15) Dibujo de arreglo eléctrico y de instrumentación, y lista de conexiones.

16) Sección transversal e instrucciones de ajuste de válvula y gobernadora. Dibujos e instrucciones de ajuste del sistema de paro.

17) Curvas de flujo de vapor contra potencia a velocidades normal nominal bajo condiciones normales de vapor (incluyendo válvulas manuales).

18) Curva de flujo de vapor contra presión de la primera etapa para turbinas multi-etapas ó contra la presión en la tobera para turbinas de una etapa a velocidad normal y nominal con vapor normal.

19) Curvas de flujo de vapor contra velocidad y curvas de eficiencia a condiciones normales de vapor.

20) Curva de flujo de vapor contra la carga de la chumacera de empuje.

21) Factores de corrección del consumo especifico de vapor para las curvas especificadas en los incisos del 17 al 20, con un vapor fuera del diseño, como se muestra a continuación:

    a. Presión de entrada a los valores máximo y mínimo indicados en las hojas de datos en incrementos acordados en la orden de compra;

    b. Temperatura de entrada a los valores máximo y mínimo indicados en las hojas de datos en incrementos acordados en la orden de compra;

    c. Velocidad (80% a 105%, incrementos de 5%);

    d. Presión de salida a los valores máximo y mínimo indicados en las hojas de datos en incrementos acordados en la orden de compra.

22) Datos del análisis de vibración, incluyendo lo siguiente:

    a. Numero de alabes – cada disco;

    b. Numero de alabes estacionarios – cada diafragma

    c. Numero de toberas – bloque de toberas, una válvula;

    d. Diagrama Campbell para cada etapa.

    e. Diagrama Goodman para cada etapa.

    f. Numero de dientes en cople tipo-engrane (cuando sea proporcionado por el fabricante de la turbina).

23) Reporte del análisis de la velocidad critica lateral, incluyendo lo siguiente:

    a. Método usado;

    b. Representación grafica de la rigidez de apoyo y cojinetes, y su efecto sobre las velocidades criticas;

    c. Representación grafica de la respuesta del rotor al desbalanceo (incluyendo amortiguamiento);

d. Representación grafica de momentos en cantiliver y sus efectos sobre la velocidad critica (incluyendo amortiguamiento);

e. Cargas estáticas en el muñón;

f. Coeficientes de rigidez y amortiguamiento;

g. Configuración y geometría de las zapatas basculantes

i. Angulo de la zapata

ii. Claro de pivote;

iii. Claro de la zapata;

iv. Precarga.

24) Análisis torsional

25) Diagrama de alineamiento del acoplamiento, incluyendo limites recomendados durante operación.

26) Procedimientos de soldadura.

27) Reportes de pruebas hidrostáticas.

28) Reportes de prueba mecánica de giro, incluyendo lo siguiente:

a. Disparo por sobrevelocidad y ajuste del gobernador;

b. Vibración, incluyendo una grafica x – y de la amplitud y ángulo de fase contra las revoluciones por minuto durante el arranque y el paro;

c. Ajustes de disparo adicionales;

d. Velocidades críticas observadas (para rotor flexible).

29) Reportes de balanceo del rotor.

30) *Mal acabado "runout"* mecánico y eléctrico del rotor.

31) Hojas de datos de cómo está construido.

32) Dimensiones de cómo está construido (incluyendo tolerancias de diseño) o datos:

a. Diámetro de la flecha en:

i. Collarín de empuje ;

ii. Cada componente del sello;

iii. Cada disco (para rotores armados);

iv. Cada laberinto interetapas;

v. Cada chumacera radial.

b. Diámetro interior de cada disco (para rotores armados) y diámetro exterior;

c. Diámetro interior de cada anillo del sello o laberinto;

d. Diámetro interior del collarín de empuje (para collarines separados);

e. Diámetro interior de cada cojinete radial;

f. Concentricidad axial de la chumacera de empuje;

g. Metalurgia y tratamiento térmico para lo siguiente:

i. Flecha;

ii. Discos;

iii. Chumacera de empuje;

iv. Alabes.

33) Manual de operación y mantenimiento, y manual de datos técnicos. Cada manual debe incluir las siguientes secciones:

a. Sección 1–Instalacion:

i. Almacenaje;

ii. Cimentación;

iii. Equipo de ajuste, procedimientos de izaje, peso de los componentes y diagrama de elevación;

iv. Alineación;

v. Lechareado;

vi. Recomendaciones de tuberías, incluyendo fuerzas en bridas.

vii. Arreglo general para el tren completo turbina equipo accionado incluyendo pernos de anclaje;

viii. Claros de desmantelamiento.

b. Sección 2–Operación:

i. Arranque;

ii. Paro normal;

iii. Paro de emergencia;

iv. Limites de operación;

v. Recomendaciones del aceite lubricante.

c. Sección 3 – Instrucciones de ensamble y desensamble:

i. Rotor en la carcasa;

ii. Procedimientos para el armado y desarmado del rotor;

iii. Chumaceras radiales para chumaceras de zapatas basculantes, proporcionando dimensiones con tolerancias "pasa no pasa" para medidores insertables de tres pasos.

iv. Chumaceras de empuje;

v. Sellos;

vi. Collarín de empuje;

vii. Procedimientos para reemplazar los alabes de los discos.

d. Sección 4–Curvas de comportamiento;

i. Flujo de vapor contra potencia;

ii. Flujo de vapor contra la presión de la primera etapa;

iii. Flujo de vapor contra la velocidad y eficiencia;

iv. Flujo de vapor contra la carga de la chumacera cojinete de empuje;

v. Factores de corrección de las condiciones del vapor (preferiblemente nomograma).

e. Sección 5–Datos de vibración:

i. Datos del análisis de vibración;

ii. Análisis lateral de las velocidades criticas.

f. Sección 6–Datos de cómo quedó construido:

i. Hojas de datos de cómo quedó construido;

ii. Dimensiones o datos de cómo quedó construido;

iii. Reportes de pruebas hidrostáticas;

iv. Reportes de pruebas mecánicas;

v. Reportes del balanceo del rotor;

vi. Mal acabado del rotor “runout” mecánico y eléctrico en cada muñón.

g. Sección 7 – Requerimientos de datos y dibujos:

i. Dibujo certificado del arreglo general y lista de conexiones;

ii. Dibujo de sección transversal y lista de materiales;

iii. Dibujo del rotor y lista de materiales;

iv. Dibujo del ensamble de la chumacera de empuje y lista de materiales;

v. Dibujo del ensamble de la chumacera radial y lista de materiales;

vi. Dibujo de los componentes del sello y lista de materiales;

vii. Esquema del sistema de lubricación y lista de materiales;

viii. Dibujo del arreglo del aceite lubricante y lista de conexiones;

ix. Dibujos y datos de los componentes del sistema de lubricación y lista de conexiones;

x. Diagramas esquemáticos eléctricos y de instrumentación, y lista de materiales;

xi. Dibujos y datos del sistema de control y sistema de paro;

xii. Dibujos de construcción de la válvula regulación de vapor y disparo.

34) Lista de partes de refacción recomendadas y lista de precios.

12.4 Presentación de documentos normativos equivalentes.

12.4.1 Si el proveedor o contratista considera que un documento normativo es equivalente a un documento normativo (Norma, Código, Especificación o Estándar extranjero) indicado en esta norma de referencia, se debe someter a autorización por parte de PEMEX a través de los medios establecidos, anexando los antecedentes y argumentación en forma comparativa, concepto por concepto, demostrando que cumple con los requisitos indicados en 12.4.2 a) y b) de esta norma de referencia. PEMEX debe responder por escrito a dicha solicitud, indicando si esta o no autorizado para ser utilizado como documento normativo equivalente.

12.4.2 La leyenda “o equivalente”, que se menciona en esta Norma de Referencia, después de las palabras Normas, Códigos y Estándares Extranjeros, significa lo siguiente:

a) Las Normas, Códigos y Estándares Extranjeros “equivalentes” deben cumplir o ser superiores a las propiedades mecánicas, físicas, químicas, de seguridad, protección ambiental, de diseño y de operación establecidas en las Normas de Referencia, en las Especificaciones de PEMEX, en las Especificaciones Particulares del Proyecto y en las Normas, Códigos y Estándares Extranjeros referenciados.

b) No se aceptan como equivalentes las Normas, Códigos, Estándares Extranjeros o Normas Mexicanas, que tengan requerimientos menores a los solicitados por PEMEX en sus documentos, por ejemplo: menores espesores, menores factores de seguridad, menores presiones y/o temperaturas, menores niveles de aislamiento eléctrico, menores propiedades a la temperatura, mayor emisión de humos y características constructivas de los conductores eléctricos, menores capacidades, eficiencias, características operativas, propiedades físicas, químicas y mecánicas de equipos y de materiales, y todos los casos similares que se puedan presentar en cualquier especialidad dentro del proyecto.

12.4.3. Los criterios anteriores aplican también en relación a los requerimientos señalados en los documentos técnicos de los paquetes de ingeniería básica de los licenciadores (tecnólogos).

12.4.4. En todos los casos, las características establecidas en las normas, códigos, estándares y en los documentos indicados en esta norma de referencia, son requerimientos mínimos a cumplir por el contratista.

12.4.5. Los documentos señalados en el párrafo 12.4.1 de esta NRF, si no son de origen mexicano, se deben legalizar ante cónsul mexicano o, cuando resulte aplicable, apostillados de conformidad con el “Decreto de Promulgación de la Convención por la que se suprime el requisito de Legalización de los Documentos Públicos Extranjeros”, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 14 de agosto de 1995. Los documentos que se presenten en un idioma distinto al español se deben acompañar con su traducción a idioma español, hecha por perito traductor, considerando la conversión de unidades conforme a NOM-008-SCFI-2002.

12.4.6. En caso que PEMEX no autorice el uso del documento normativo equivalente propuesto, el proveedor o contratista está obligado a cumplir con la normatividad establecida en esta norma de referencia.