

SENSIBILIDAD DE LA COGENERACION A LA CALIDAD EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL — Grupo trabajo Calidad ENAGAS GTS

8 de abril de 2026

1 introducción y Resumen ejecutivo

La cogeneración emplea el 15% del consumo de gas del país en instalaciones industriales de múltiples sectores -alimentario, papel, química, cerámico, refino, etc. etc.— en unas 400 instalaciones operativas por todo el territorio nacional conectadas a redes de transporte y distribución gasistas.

El desarrollo del biogas, el biometano, H₂ y todos los gases renovables en España es un objetivo compartido por el sector de la cogeneración, donde las instalaciones y aplicaciones de cogeneración forman parte estructural del aprovechamiento y transformación de los gases renovables a nivel mundial.

El objetivo del presente documento es aportar información al grupo técnico de trabajo establecido por el gestor del sistema gasista —ENAGAS GTS— en relación con la calidad del gas y las garantías de las NGTS para realizar la gestión técnica del sistema gasista junto con el uso del gas en los consumidores, en condiciones de seguridad, calidad, ambientales y de eficiencia. Los riesgos operativos y la diversidad de equipos de cogeneración, que son efectivamente sensibles a las especificaciones de calidad en el suministro de gas, se exponen para los equipos de cogeneración (motores y turbinas). El presente documento no incluye los posibles problemas asociados al uso de los gases directos de combustión en las instalaciones industriales, en las que, la presencia de determinados contaminantes o variaciones puede incidir directamente en la calidad y seguridad de los productos en múltiples sectores (alimentación, cerámica, esmaltes, vidrio, etc.).

En primer lugar, es importante señalar la amplia diversidad de equipos (motores y turbinas) nuevos y existentes con un portfolio muy variado según antigüedad de los mismos que en España puede alcanzar más de 20 años de operación, estando condicionados los requisitos aceptables de calidad de gas al modelo concreto de máquina, máxime considerando la existencia de equipos específicos para emplear directamente gases de vertedero, de refinería, biogás, H₂, etc. etc. y la evolución del estado del arte tecnológico experimentado en los equipos actuales. También los rangos de potencia de los equipos presentan una gama muy amplia que puede ir desde las decenas de kW hasta generalmente los 50 MW y superiores, por ejemplo motores de 75kW a 1 MW y de 2 – 5 – 10 y micro/turbinas de gas desde 100kW a potencias de 2 – 5 – 7 – 10 – 20 – 25 – 40 – 50 MW etc. en diferentes valores de los rangos de acuerdo con las gamas comerciales de los diferentes OEM (“Original Equipment Manufacturers” o Fabricantes de Equipos Originales).

Nótese que ha habido una evolución tecnológica estructural en los equipos de cogeneración muy intensa en los últimos 6 años para incorporar un mayor uso de blending de gases y especialmente hidrógeno, así como mejoras de eficiencia y otras tecnológicas incluyendo una mayor digitalización. Estando próxima la renovación de unos 1.200 MW del parque actual cogenerador en España mediante subastas específicas se prevé, por ejemplo, requisitos en los nuevos equipos para emplear hidrógeno hasta un 10% en volumen, mientras que equipos más antiguos pueden mostrar limitaciones menores del 2%, existiendo paquetes de retrofit/rediseño del equipo. También el empleo de cámaras de combustión de bajas emisiones de NO_x puede ser muy sensible a variaciones de O₂ e H₂ y contenidos de NH₃ que pueden comprometer alcanzar los límites de emisiones regulados en las Autorizaciones Ambientales.

El contraste entre las especificaciones de calidad de gas contempladas en las NGTS 2025 y la documentación técnica de distintos OEM pone de manifiesto las diferencias entre el enfoque de red y el enfoque de equipo, que no son equivalentes. Las NGTS están formuladas, de forma lógica, para garantizar la intercambiabilidad y la operabilidad general del sistema gasista. Sin embargo, los equipos de cogeneración —especialmente cuando operan con elevada disponibilidad, alta eficiencia y estrategias de bajas emisiones— requieren un nivel adicional de control sobre la estabilidad y la composición efectiva del gas.

El problema no reside únicamente en que un valor medio de un determinado parámetro quede dentro de un rango aceptado. En operación real, la respuesta del equipo depende también de la dinámica del combustible: la velocidad con la que cambian el Wobbe, el poder calorífico, la fracción de hidrógeno, los inertes o los hidrocarburos pesados; la presencia acumulativa de contaminantes; y la posibilidad de formación de condensados en equipos auxiliares, líneas, válvulas, mezcladores, inyectores o quemadores.

En los motores alternativos, esta sensibilidad se traduce en riesgos de knocking, pérdida de carga, reducción de eficiencia, mayor estrés térmico y químico, reducción de la vida del aceite y aumento de intervenciones de mantenimiento. En las turbinas, especialmente en configuraciones de combustión de bajas emisiones, las preocupaciones se desplazan hacia la estabilidad de llama, combustor dynamics, emisiones, riesgo de flashback con hidrógeno, límites autorizados ambientales, ensuciamiento y erosión por contaminantes y partículas, así como limitaciones de turn-down y de flexibilidad operativa.

Nuestra valoración es que las NGTS son esencialmente correctas, pero no agotan todas las necesidades de los equipos más sensibles. El análisis técnico sugiere que existe un hueco claro entre lo que resulta suficiente para el transporte y distribución del gas y lo que resulta deseable para la operación óptima de determinados consumidores industriales. De ahí que tenga sentido plantear en el marco del grupo de trabajo, un desarrollo imprescindible de la regulación asociada a la calidad del gas para incorporar ajustes progresivos, criterios complementarios y sobre todo una identificación y tratamiento explícitos de consumidores sensibles con independencia de que estén conectados en redes de transporte o de distribución.

También somos conscientes y compartimos las sensibilidades de algunos parámetros —especialmente el O₂— para los promotores de plantas de biometano, que pueden presentar barreras clave a su desarrollo. Desde la perspectiva de la cogeneración, el % de O₂ podría evolucionar desde los niveles más restrictivos que recogen las NGTS de 0,01%, un nivel de 0,5% de O₂ que considera de impacto limitado, pero no nulo, pudiendo implicar mayores necesidades de mantenimiento y ajustes operativos.

Se exponen a continuación de manera sintética las aportaciones de avances regulatorios / técnicos para su consideración en el grupo de trabajo:

0. Reconocer y desarrollar la figura del consumidor sensible o del punto de suministro sensible, con independencia de su conexión a la red de transporte o distribución de gas, para permitir tratamientos complementarios, monitorización reforzada o acuerdos técnicos específicos. Nótese que las condiciones singulares de cada emplazamiento industrial en relación con la inyección de gases renovables en sus inmediaciones y su red próxima, puede presentar mayores sensibilidades que deben ser salvaguardadas. Desde nuestra óptica, la parametrización debe ser la misma en transporte que en distribución.

1. Incorporación de un criterio de variabilidad temporal para parámetros críticos, pudiendo evolucionar con la incorporación de nuevos gases a la red o en ubicaciones específicas sensibles por las condiciones de suministro locales.

2. Introducción del Methane Number como parámetro técnico de referencia, al menos para monitorización y para el análisis y trazabilidad de consumidores sensibles.

3. Revisión específica del tratamiento del hidrógeno, distinguiendo entre límite de red general y sensibilidad de determinados consumidores o tecnologías. La existencia en cogeneración de amplias capacidades OEM de co-firing, mayor en nuevos equipos, no resuelve por sí misma la cuestión regulatoria de compatibilidad general.

4. Completar visión de la composición efectiva del gas para equipos, con especial atención a CH₄ mínimo, efecto combinado CO₂ + N₂ y presencia de hidrocarburos pesados.

5. Reforzar el tratamiento de contaminantes críticos con impacto acumulativo —siloxanos, halógenos, amoníaco, metales, partículas— al menos en puntos de entrega a consumidores sensibles.

6. Evolucionar desde el criterio de punto de rocío hacia una consideración más operativa de ausencia de condensados en condiciones reales de explotación.

7. Establecer y promover la recopilación ordenada de incidencias, datos de operación y experiencias OEM/Operador/Consumidores para construir una base empírica nacional que permita gestionar las circunstancias de los consumidores sensibles ante evidencias de afectaciones en la explotación.

Se recogen a continuación en el apartado A) aportaciones tras consultas con los fabricantes de equipos en reunión celebrada el 25/03/2026, y en el apartado B) los comentarios de la asociación GASINDUSTRIAL. Varios fabricantes e industrias han planteado a las sedes centrales de los OEM consultas técnicas en relación con los contenidos planteados de calidad en las NGTS, estándose pendiente de recibir valoraciones adicionales a las que se han considerado en el presente documento de trabajo en curso que está sujeto a cambios y evoluciones.

A) APORTACIONES COGENERACION A GT CALIDAD DE GAS

2. Alcance, metodología y base documental

El análisis se ha elaborado a partir de tres capas de información. La primera corresponde a la tabla de parámetros NGTS 2025 facilitada para gas natural y biometano. La segunda proviene de documentación técnica OEM y respuestas sectoriales aportadas durante el trabajo previo, especialmente documentación detallada de requisitos de combustible y aire de combustión para motores de gas, así como respuestas de fabricantes con referencias explícitas a PCI de referencia, Methane Number, fracciones admisibles de hidrógeno e inertes y umbrales de reducción de carga o parada en determinadas condiciones. La tercera capa incorpora material técnico público adicional sobre turbinas de gas, con especial interés en la diferenciación entre tecnologías aeroderivadas y heavy-duty y en el papel de las combustiones de bajas emisiones.

No se ha buscado construir un documento jurídico ni una propuesta normativa cerrada, sino una nota técnica argumentada que ayude a ordenar el debate. En consecuencia, el criterio empleado ha sido el siguiente: identificar los parámetros que, desde la física de la combustión, el control, la integridad de materiales y la experiencia de mantenimiento, pueden provocar que un gas plenamente conforme con especificaciones de red no sea, sin embargo, ideal para una determinada familia de equipos. A efectos del análisis conviene distinguir entre tres planos: especificación de red, calidad en punto de entrega y comportamiento resultante en la instalación del consumidor. No todos los riesgos descritos más adelante son atribuibles en igual medida a cada uno de esos planos, pero sí son relevantes para decidir qué debe controlarse en red, qué debe monitorizarse en el punto de entrega y qué debe gestionarse mediante diseño y operación de la instalación.

Debe subrayarse que los OEM no formulan sus especificaciones con la misma finalidad que una norma de red. El fabricante está obligado a proteger disponibilidad, rendimiento, emisiones, garantía y vida útil del equipo. Por ello tiende a definir no solo límites estáticos, sino también requisitos de estabilidad-variabilidad, limpieza, ausencia de condensados, ausencia de ciertas trazas y condiciones de control o adaptación del sistema.

Tabla Evolución NGTS en España 2006-2025

Norma / Año		NGTS 2005						NGTS 2025	
		2006	Septiembre 2011		Diciembre 2012		Octubre 2018	Gas Natural	Biometano
		PD-01	Modif. PD-01 GN	Modif. PD-01 - Fuentes no convencionales	Modif. PD-01 - GN	Modif. PD-01 - fuentes no convencionales	Modif. PD-01 - Biometano		
Wobbe min	kWh/m ³	13,368	13,403	13,403	13,403	13,403	13,403	13,403	13,403
Wobbe max	kWh/m ³	16,016	16,058	16,058	16,058	16,058	16,058	16,058	16,058
PCS min	kWh/m ³	10,23	10,26	10,26	10,26	10,26	10,26	10,26	10,26
PCS max	kWh/m ³	13,23	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26
Densidad relativa min	m ³ /m ³	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
Densidad relativa max	m ³ /m ³	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
S total	mg/m ³	50	50	50	50	50	50	50	50
H ₂ S +COS	mg/m ³	15	15	15	15	15	15	15	15
RSH	mg/m ³	17	17	17	17	17	17	17	17
*O ₂ max (%)	mol %	0,01	0,01	0,01	0,01	0,3	0,3% / 1% *	0,01% / 1%	0,01% / 1%
*CO ₂ max (%)	mol %	2,5	2,5	2,5	2,5	2	2	2,5	2,5/4
Punto rocío H ₂ O	mol %	+2	+2		+2	≤ -8°C	≤ -8°C	+2	+2
Punto rocío HC	mol %	+5	+5		+5	+5		+5	+5
Polvo/Partículas			Técnicamente puro	Técnicamente puro	Técnicamente puro	Técnicamente puro	Técnicamente puro	Técnicamente puro	Técnicamente puro
Metano	mol %			95		95	90		
CO	mol %			2		2	2		0,1
H ₂	mol %			5		5	5		2%-5%
Compuestos halogenados (Fluor Cloro)	mg/m ³			10 1		10 1	10 1		10 1
Amoniaco	mg/m ³			3		3	3		10
Aminas	mg/m ³								10
Mercurio	ug/m ³			1		1	1		1
Siloxanos	mg/m ³			10		10	10		
Silicio volátil (como Si)	mg/m ³								0,3-1
Benceno, Tolueno, BTX	mg/m ³			500		500	500		500
Microorganismos	-			Técnicamente puro		Técnicamente puro	Técnicamente puro		

* red transporte/red distribución

3. Tipología de equipos y por qué importa distinguirlos

Para estructurar correctamente el debate, conviene distinguir tres grandes grupos de equipos, porque no todos responden igual ante el mismo combustible:

- Motor alternativo de gas: presenta una sensibilidad elevada al comportamiento antidetonante del combustible, a la composición detallada, a la variación del Methane Number y a la presencia acumulativa de contaminantes que degradan aceite, válvulas, cámaras y post-tratamiento.
- Turbina aeroderivada: en general ofrece alta eficiencia específica, rápida respuesta y elevada sensibilidad a la calidad del combustible, en particular a la estabilidad de combustión, a la presencia de hidrógeno y a la limpieza del gas. La lógica de protección y control suele ser especialmente exigente.
- Turbina heavy-duty o industrial: normalmente es más robusta desde el punto de vista mecánico y está pensada para operación continua de gran tamaño, pero ello no elimina su sensibilidad a hidrógeno, contaminantes, partículas, dinámica de combustión y compatibilidad con sistemas DLN o equivalentes.

Esta distinción es importante porque ayuda a evitar dos errores frecuentes: primero, pensar que la mayor robustez de algunas turbinas elimina la necesidad de control fino del combustible; segundo, asumir que un parámetro relevante para motores (por ejemplo, el Methane Number) es automáticamente irrelevante para turbinas, cuando en realidad en turbinas cambia el parámetro protagonista pero persisten problemas análogos de estabilidad de combustión y adaptación del sistema.

4. Diferencia de enfoque entre especificación de red y especificación de equipo

Las NGTS trabajan con una lógica de sistema: asegurar que el gas que circula por la red se mantenga dentro de unas bandas que permitan suministro general seguro, interoperable y razonablemente homogéneo. Desde ese punto de vista, parámetros como Wobbe, PCS, densidad relativa, azufre o puntos de rocío son completamente lógicos.

Los OEM, sin embargo, trabajan con una lógica de máquina: determinar qué mezcla, con qué dinámica y con qué contenido de trazas puede entrar al equipo sin comprometer combustión, emisiones, integridad mecánica, post-tratamiento, vida del lubricante o garantía. Por eso sus documentos incorporan, además de límites de composición, requisitos sobre fluctuación, velocidad de cambio, ausencia de condensados, efecto de aire comburente, presencia de contaminantes específicos y, en determinados casos, necesidad de soluciones especiales o reconfiguraciones de control.

El punto central del presente análisis es, por tanto, que ambos enfoques son correctos en su ámbito, pero no equivalentes. El hecho de que un gas esté 'dentro de NGTS' no implica necesariamente que sea el gas óptimo para todos los equipos de cogeneración en cualquier condición operativa. En consecuencia, no se propone trasladar sin más las hojas de datos OEM a las NGTS, sino identificar un subconjunto de parámetros, criterios de estabilidad y obligaciones de información especialmente relevantes para consumidores sensibles. A efectos prácticos, los bloques con mayor prioridad técnica en este documento son cinco: variabilidad temporal del gas, Methane Number en motores, hidrógeno y estabilidad de combustión, composición efectiva del gas (metano e inertes) y contaminantes con impacto acumulativo.

5. Tabla completa de análisis problema–impacto–limitación

Problema identificado	Impacto en motores y/o turbinas	Cómo se manifiesta en explotación	Limitación observada en NGTS 2025
Variabilidad rápida del gas (Wobbe, PCI/PCS, composición)	Oscilaciones de combustión, pérdida de estabilidad, trips, necesidad de reajuste	El equipo puede permanecer dentro de rango nominal, pero operar peor al cambiar el gas con rapidez	No se limita la velocidad de variación temporal

Ausencia de Methane Number	Mayor riesgo de knocking o reducción de carga en motores	El control del motor debe retrasar encendido, reducir potencia o aceptar peor rendimiento	No está contemplado como parámetro explícito
Amplio intervalo admisible de Wobbe	Desplazamiento de potencia térmica efectiva y de temperaturas de combustión	Dos gases 'conformes' pueden comportarse de forma diferente en el equipo	No existe criterio de estabilidad dentro del rango
Contenido y variación de H ₂	Aumento de velocidad de llama; flashback; problemas de estabilidad en DLN	Puede exigir adaptación de control, hardware específico o limitación de operación	Los límites generales no reflejan toda la sensibilidad operativa
Variación de CH ₄ y de inertes	Reducción del poder calorífico y modificación del comportamiento de llama	Pérdida de carga, aumento del caudal necesario, menor margen de combustión	No se define un control combinado suficientemente fino
Hidrocarburos pesados (C ₂ +, C ₄ +, etc.)	Condensación, ensuciamiento, alteración de combustión	Problemas en válvulas, mezcladores, inyectores o quemadores	No se regulan de manera específica en la tabla base
Azufre y especies sulfuradas	Corrosión, degradación de aceite, afectación de post-tratamiento	Aumento de mantenimiento y reducción de vida útil	El límite de red puede resultar permisivo para ciertos equipos
Halógenos, amoníaco, metales, otros compuestos traza	Corrosión, desactivación de catalizadores, depósitos	La afección aparece de manera acumulativa y no siempre inmediata	Cobertura parcial o no específica
Siloxanos / silicio volátil	Depósitos duros, abrasión, daño de catalizadores y elementos calientes	Aumento rápido de mantenimiento y pérdida de disponibilidad	La gestión en NGTS es insuficiente para equipos sensibles
Partículas	Erosión y ensuciamiento	Especialmente grave en turbinas y en sistemas de regulación	'Técnicamente puro' no ofrece granularidad cuantitativa suficiente
Puntos de rocío y formación real de condensados	Corrosión, bloqueos, arrastre de líquidos o alquitranes	El problema aparece en la instalación concreta, no solo en la condición nominal	El cumplimiento de punto de rocío no garantiza ausencia real de condensación
Compatibilidad con combustión avanzada (DLN/DLE)	Aumento de NO _x , CO, dynamics, trips	Especial relevancia en turbinas modernas	No existe enfoque específico para esta casuística

6. Análisis detallado por parámetros

6.1 Variabilidad temporal del gas: el parámetro ausente que más condiciona la operación

La calidad de gas no puede tratarse únicamente como una foto fija. Para el equipo, importa el valor absoluto del parámetro, pero importa también cómo cambia en el tiempo. Un motor o una turbina pueden soportar un determinado combustible en una condición estable y, sin embargo, experimentar inestabilidades, caídas de carga o activaciones de protección cuando esa misma composición cambia con rapidez.

La documentación técnica OEM revisada refleja exactamente esta preocupación. Algunos fabricantes introducen límites explícitos a la velocidad de variación del poder calorífico inferior, del índice de metano o del contenido de

hidrógeno. Ese detalle es crucial: pone de manifiesto que el fenómeno que daña la operación no es solo la “mala composición”, sino la transición rápida entre composiciones admisibles.

En motores alternativos, las variaciones rápidas afectan a la dosificación de combustible, al lambda, a los márgenes frente a knocking y al control de emisiones. En turbinas, la sensibilidad puede ser aún mayor en sistemas de combustión de bajas emisiones, porque la estabilidad de la llama se sostiene en márgenes estrechos de mezcla y temperatura. En la práctica, esto significa que dos gases dentro de NGTS podrían producir comportamientos muy distintos si uno llega de forma estable y otro lo hace con oscilaciones o rampas rápidas.

Un ejemplo típico de limitación de variabilidad actual en motores sería el siguiente, nuestra consideración es que tres primeras no deberían afectar a las instalaciones conectadas a la red de gas:

Presión < 10 mbar/s
 PCI < 4 %/min
 índice de metano < 10 IM/min
 H2 < 4 % vol/min

Desde el punto de vista del grupo de trabajo, este parámetro merece prioridad alta. No exige necesariamente rediseñar toda la especificación de red, pero sí invita a estudiar criterios adicionales de variabilidad para consumidores sensibles o, como mínimo, mecanismos de monitorización y trazabilidad más finos.

6.2 Índice de Wobbe, PCS/PCI y densidad relativa: útiles, pero no suficientes

El Wobbe, el poder calorífico y la densidad relativa siguen siendo parámetros fundamentales de la calidad de gas. Constituyen la base de la intercambiabilidad y permiten describir de manera compacta parte del comportamiento energético del gas. Sin embargo, el análisis técnico sugiere que no bastan por sí solos para predecir la respuesta del equipo.

La razón es conocida en ingeniería de combustión: distintos gases pueden compartir un Wobbe similar y, sin embargo, diferir en velocidad de llama, comportamiento antidetonante, tendencia a condensación, sensibilidad al control o emisiones. La equivalencia energética no garantiza equivalencia operativa completa.

En equipos de cogeneración, un rango de Wobbe relativamente amplio implica que la energía introducida por unidad de caudal y la respuesta del sistema de combustión pueden desplazarse dentro de la ventana admisible. Ese desplazamiento puede gestionarse, pero no es neutro. Puede afectar a la potencia disponible, a la temperatura de combustión, a la capacidad de turndown, a las emisiones o a la necesidad de reajustar consignas.

En consecuencia, la lectura técnica debería ser que “hay que acompañar al índice Wobbe de otros parámetros o criterios dinámicos”. El Wobbe es un buen descriptor de red; para el equipo es necesario complementarlo.

6.3 Methane Number: parámetro central para motores alternativos

El Methane Number (MN) es probablemente el parámetro ausente más importante cuando se analiza la idoneidad del gas para motores de combustión interna. Su función práctica es describir el comportamiento antidetonante del combustible gaseoso, es decir, la tendencia del gas a producir knocking en determinadas condiciones de compresión, temperatura, carga y ajuste de encendido.

Las aportaciones sectoriales revisadas indican que algunos fabricantes emplean valores de referencia de MN del orden de 80 para la elaboración de los datos técnicos de sus motores. Esto es muy significativo porque demuestra que, en el diseño OEM, el MN no es un parámetro accesorio, sino una variable de referencia.

Cuando el MN disminuye, el motor puede verse obligado a retrasar el encendido, reducir carga o sacrificar eficiencia para mantener márgenes seguros. En situaciones más severas, la capacidad utilizable del equipo deja de estar alineada con la potencia nominal. Es decir, el gas sigue entrando, pero el activo ya no opera en su mejor punto económico ni técnico.

La ausencia del MN en la especificación de red implica que el parámetro crítico para el motor no está siendo gobernado por la norma de red. Por ello, su incorporación —al menos como parámetro a monitorizar o como criterio para consumidores sensibles— sería un paso técnicamente muy coherente.

6.4 Hidrógeno: no solo importa el porcentaje, además el contexto tecnológico

El hidrógeno merece un tratamiento específico porque altera la combustión de forma cualitativa, no solo cuantitativa. Aumenta la velocidad de llama, modifica la reactividad de la mezcla y puede desplazar de forma notable los márgenes de estabilidad.

En motores alternativos, un cierto contenido de H₂ puede ser gestionable si el fabricante lo contempla y si el sistema de control se adapta. Sin embargo, la propia documentación técnica OEM revisada deja claro que, a partir de ciertos umbrales o cuando existen oscilaciones significativas de la fracción de hidrógeno, pueden ser necesarias soluciones específicas, recalibraciones o incluso paquetes de compensación.

En turbinas de gas, la preocupación es todavía más visible, en especial en equipos con combustión premix de bajas emisiones (DLN, DLE o tecnologías análogas). En este tipo de combustores, el aumento de velocidad de llama puede acercar el sistema al flashback o a problemas de combustor dynamics. Esto no significa que las turbinas no puedan usar hidrógeno; de hecho, la documentación pública reciente de OEM muestra una fuerte capacidad de co-firing y flexibilidad. Significa, sencillamente, que la admisibilidad del H₂ es altamente dependiente del diseño del quemador, de la arquitectura de combustión y del sistema de control del equipo.

Por tanto, una lectura técnicamente madura no sería fijar un único límite universal para H₂ y dar el problema por resuelto. Lo razonable sería, al menos, diferenciar entre un límite de red general y un tratamiento específico de la sensibilidad de ciertos equipos, además de prestar atención a la variabilidad del H₂ en el tiempo.

6.5 Metano mínimo, CO₂ + N₂ e inertes: el efecto conjunto importa más que cada valor aislado

Las aportaciones de fabricantes revisadas muestran que el comportamiento del equipo depende de la composición combinada del gas, no únicamente de un componente por separado. Se mencionan expresamente referencias de diseño de PCI, contenidos de CO₂ + N₂ por encima de determinados valores y lógicas de reducción de carga o parada cuando la fracción de metano cae por debajo de determinados umbrales durante un cierto tiempo.

Este tipo de respuesta OEM es muy revelador. Indica que el control del equipo no se guía solo por una verificación estática de conformidad, sino por la forma en que el combustible resultante afecta a la estabilidad operativa. Una caída del metano implica menor poder calorífico, alteración de la mezcla, posibles cambios de temperatura de combustión y necesidad de incremento del caudal para sostener la potencia.

Los inertes, además, introducen una complejidad adicional. Aun cuando el CO₂ pueda tener cierto tratamiento en NGTS, el efecto conjunto de CO₂ + N₂ y su influencia sobre la combustión, la temperatura adiabática, la velocidad de llama y el caudal real requerido por el equipo pueden no quedar capturados con la precisión que necesita un consumidor sensible.

Para el grupo de trabajo, este punto sugiere que sería más útil hablar de 'composición efectiva del combustible para el equipo' que de un listado aislado de componentes. Esa composición efectiva es la que determina la realidad operativa.

6.6 Hidrocarburos pesados y condensación de compuestos: el riesgo que aparece en la instalación real

La experiencia operativa recogida en documentación OEM insiste mucho en una idea: no basta con que el gas sea energéticamente utilizable; es imprescindible evitar que determinadas fracciones o contaminantes condensen o precipiten en puntos del sistema. El riesgo de los hidrocarburos pesados, de ciertas fracciones C₂+, C₄+ o superiores, y de otros compuestos susceptibles de condensación no es solo químico, sino físico-operativo.

En líneas de combustible, rampas de gas, reguladores, filtros, mezcladores o sistemas de antecámara, la aparición de líquidos o sublimados puede originar bloqueos, ensuciamiento, fallos de válvulas, aumento de pérdidas de carga e incluso efectos indirectos sobre la combustión. El problema es especialmente engañoso porque puede no ser visible en la condición contractual del gas y, sin embargo, manifestarse en una geometría concreta, tras una reducción de presión o ante un enfriamiento local.

Por ello, cuando se habla de calidad de gas para equipos de cogeneración, el parámetro de punto de rocío es necesario pero no suficiente. El OEM suele exigir algo más exigente: ausencia efectiva de condensados en los

componentes en contacto con el combustible o la mezcla. Esta formulación es técnicamente mucho más cercana a la realidad del equipo. Conviene precisar, no obstante, que este riesgo no nace siempre en la red; con frecuencia se materializa tras la entrega, por efecto de expansiones, reducciones de presión, enfriamientos locales, trazados o equipos auxiliares de la propia instalación. Precisamente por ello puede ser útil combinar la especificación de red con criterios complementarios en punto de entrega y con buenas prácticas de diseño y operación en los consumidores sensibles.

6.7 Azufre, H₂S, COS y especies relacionadas: el límite de red no coincide necesariamente con el óptimo de máquina

El azufre y compuestos asociados tienen un impacto bien conocido sobre corrosión, degradación del aceite, post-tratamiento y materiales expuestos a gases calientes o condensados ácidos. La documentación OEM revisada es especialmente clara al señalar que ya a partir de contenidos relativamente modestos puede observarse un acortamiento perceptible de la vida útil del aceite o una mayor exigencia de mantenimiento.

En otras palabras, incluso cuando el contenido de azufre esté por debajo del máximo admitido por la red, el coste operativo del equipo puede no ser neutro. Esto es particularmente importante para cogeneraciones que buscan alta disponibilidad y largos intervalos entre mantenimientos.

Cuando además se emplean catalizadores, sensores de NO_x u otros equipos sensibles, los márgenes aceptables se vuelven todavía más estrechos. Aquí aparece una idea clave para el grupo de trabajo: la conformidad de red y la compatibilidad económica con el activo no son sinónimos. Un gas puede ser 'aceptable' para circular por la red y, simultáneamente, subóptimo desde el punto de vista de la vida útil del motor, de la turbina o del post-tratamiento.

6.8 Halógenos, amoníaco, siloxanos, metales, partículas y otras trazas: la dimensión acumulativa

Las trazas merecen un apartado propio porque son el ejemplo clásico de parámetro que no siempre desencadena un fallo inmediato, pero sí un deterioro acumulativo. Los halógenos y el amoníaco pueden contribuir a corrosión o a problemas de emisiones; los metales y compuestos traza pueden perjudicar catalizadores; las partículas generan erosión o ensuciamiento; y el silicio procedente de compuestos orgánicos volátiles puede originar depósitos de extraordinaria dureza.

Los siloxanos y, en general, el silicio volátil son especialmente problemáticos en gases de origen biogénico. La bibliografía OEM y la experiencia de campo muestran que estos compuestos pueden traducirse, tras la combustión, en depósitos de sílice o compuestos afines extremadamente abrasivos. En motores, ello acelera mantenimiento y afecta al post-tratamiento; en turbinas, la deposición sobre componentes calientes o sobre superficies críticas puede comprometer rendimiento y fiabilidad, incluso integridad del equipo.

Otro aspecto importante es que los OEM no siempre expresan estos límites con la misma unidad que la normativa de red. En ocasiones los remiten a energía introducida, a carga acumulada en aceite o a criterios de explotación. Este desfase de unidades refuerza la idea de que la especificación de equipo está pensada para proteger el activo, no para clasificar el gas de forma general.

6.9 Partículas y limpieza del combustible: un área donde 'técnicamente puro' puede resultar demasiado genérico

La expresión 'técnicamente puro' resulta comprensible en una especificación de red de alto nivel, pero puede quedarse corta cuando se analiza el daño potencial en componentes concretos. Desde el punto de vista del equipo, importa el tamaño de partícula, la carga total, la frecuencia de exposición y la ubicación en la que se deposita o impacta.

En motores, las partículas deterioran filtros, reguladores y componentes de la rampa de gas, además de contribuir al ensuciamiento. En turbinas, el riesgo incluye erosión, pérdida de rendimiento de compresores, alteración de inyectores o afectación de componentes de combustión. Cuanto más sofisticada y ajustada sea la arquitectura del equipo, menor será la tolerancia práctica a una definición genérica.

Aunque no se quiera convertir las NGTS en una especificación OEM, sí podría explorarse una definición más operativa o una recomendación técnica complementaria sobre limpieza del gas en puntos de entrega a

consumidores sensibles, idealmente con una métrica cuantificable o, al menos, con criterios de filtración y monitorización acordes con el riesgo del equipo.

6.10 Punto de rocío, humedad y ausencia de condensados: diferencia entre criterio termodinámico y criterio funcional

Las NGTS incluyen puntos de rocío de agua e hidrocarburos, lo cual constituye una base imprescindible. Sin embargo, la documentación OEM introduce un matiz decisivo: lo que realmente le importa al equipo es que no se forme condensado en los elementos en contacto con el combustible o la mezcla.

Ese cambio de formulación parece pequeño, pero no lo es. El punto de rocío es un criterio termodinámico de referencia; la ausencia de condensados es un criterio funcional de operación. Entre ambos media la realidad de la instalación: pérdidas de carga, bajadas locales de temperatura, mezclas, expansiones, trazados de tubería, paradas y arranques, efecto chimenea, zonas frías y microclimas.

En la práctica, esto significa que el cumplimiento nominal del punto de rocío puede no impedir completamente problemas de condensación en una instalación concreta. De ahí que los OEM acompañen esta cuestión con recomendaciones sobre secado, aislamiento, calefacción de trazado, drenajes y control de humedad relativa. Para el grupo de trabajo, este es un argumento fuerte a favor de una visión más operacional de la calidad de gas.

6.11 Compatibilidad con combustión avanzada en turbinas: DLE/DLN, dynamics y flexibilidad real

La literatura técnica reciente de fabricantes de turbinas refuerza un mensaje esencial: las turbinas modernas pueden ser muy muy flexibles en cuanto a combustibles, incluidas mezclas con hidrógeno y otros gases alternativos, pero esa flexibilidad está condicionada por la arquitectura de combustión. En particular, los sistemas dry low emissions buscan minimizar NOx mediante combustión pobre premezclada, lo que reduce algunos márgenes tradicionales de estabilidad.

En este contexto, la calidad del gas afecta no solo al rendimiento, sino a la propia viabilidad de operar dentro de límites aceptables de dynamics, CO y NOx. La documentación pública revisada para turbinas heavy-duty y aeroderivadas muestra referencias explícitas a límites de variación de Wobbe, a capacidades de determinadas plataformas frente a mezclas concretas y a la necesidad de controles y sistemas auxiliares adecuados.

Por tanto, la amplia flexibilidad de las turbinas actuales no debe interpretarse como una ausencia de sensibilidad; sino como resultado de un diseño OEM específico. La consecuencia para el grupo de trabajo es clara: la creciente flexibilidad tecnológica no elimina la necesidad de definir bien la calidad de gas, sino que hace más importante distinguir entre 'capacidad técnica bajo diseño OEM' y 'aceptación genérica en red'.

7. Implicaciones específicas por familia de equipo

7.1 Motores alternativos de gas

En motores alternativos, la sensibilidad principal gira alrededor de la combustión dentro del cilindro, el riesgo de detonación, el control del avance, la estabilidad de la mezcla, la degradación del lubricante y la afectación acumulativa de trazas. Cuando el gas se aparta de la condición de diseño, el primer efecto no siempre es una avería inmediata; a menudo lo que aparece es una degradación silenciosa: mayor temperatura, menor eficiencia, mayor consumo específico, necesidad de reducción de carga o vida útil más corta.

Por ello, parámetros como el Methane Number, la composición efectiva del gas, el contenido de hidrógeno, la presencia de compuestos corrosivos y la ausencia de condensados son especialmente críticos. En motores de cogeneración, además, estas desviaciones tienen un impacto económico elevado porque reducen simultáneamente la generación eléctrica, el aprovechamiento térmico y la disponibilidad.

7.2 Turbinas aeroderivadas

Las turbinas aeroderivadas se benefician de una elevada eficiencia y gran flexibilidad operativa, pero su sensibilidad a la calidad de combustible suele ser alta. El control de combustión, la limpieza del combustible, la estabilidad de llama y la respuesta frente a mezclas con hidrógeno o combustibles alternativos requieren una

ingeniería muy afinada. La documentación pública reciente de OEM muestra una gran capacidad para operar con una variedad amplia de combustibles, pero siempre sobre la base de plataformas y controles diseñados para ello.

Para la discusión del grupo de trabajo, esto significa que en turbinas aeroderivadas 'su compatibilidad depende de condiciones técnicas concretas y no puede asumirse de forma genérica para cualquier gas admisible en red'.

7.3 Turbinas heavy-duty o industriales

Las heavy-duty suelen percibirse como equipos más robustos y, en ciertos casos, con más tolerancia a combustibles complejos. Sin embargo, esa robustez no equivale a indiferencia frente al combustible. La documentación de fabricantes también refleja limitaciones por variación de Wobbe, impactos sobre emissions/dynamics y sensibilidad a contaminantes, partículas y deposición. El hecho de que grupos de ciclos combinados (CCGT) del sistema eléctrico se hayan declarado "sensibles" corrobora lo anterior,

En cogeneración, donde existen combinaciones de ciclos simples y combinados, la operación continua, la disponibilidad y las emisiones son esenciales y se benefician de un gas lo más estable y limpio posible. La diferencia respecto a otras tecnologías suele estar más en el tipo de problema dominante que en la ausencia de problema.

8. Lectura crítica de la tabla NGTS 2025 aportada

Tomando como referencia la tabla para NGTS 2025, el primer comentario es que los parámetros incluidos cubren adecuadamente la lógica clásica de calidad de gas en red: Wobbe, PCS, densidad, especies sulfuradas, CO₂, O₂, puntos de rocío y ciertos contaminantes específicos en biometano. Desde el punto de vista del sistema gasista, la arquitectura general de la tabla es coherente.

El problema aparece cuando esa tabla se proyecta sobre equipos de cogeneración. En ese salto de contexto se observa que varios parámetros determinantes no están presentes o están solo indirectamente recogidos: variabilidad temporal, Methane Number, efecto combinado de CH₄ + inertes, hidrocarburos pesados, limpieza del gas con suficiente granularidad, criterio de ausencia efectiva de condensados, compatibilidad con combustión avanzada y efecto acumulativo de ciertos contaminantes sobre aceite, catalizadores o componentes calientes.

Además, algunos límites que pueden ser plenamente razonables para la red pueden resultar todavía elevados desde la perspectiva de vida útil o mantenimiento del equipo. Esto es visible sobre todo en compuestos sulfurados, halógenos o trazas cuando se comparan con documentos OEM más estrictos o con observaciones de mantenimiento.

9. Mensajes técnicos clave para el grupo de trabajo

- No basta con preguntar si el gas cumple NGTS; hay que preguntar si el gas, en esa condición concreta y con esa dinámica, es apto para la operación óptima del equipo.
- La variable más ausente en la discusión tradicional es la estabilidad temporal del gas. Para muchos equipos es más determinante la variación que el valor medio.
- El Methane Number es central para motores y debería aparecer, como mínimo, en la discusión técnica.
- El hidrógeno exige un tratamiento tecnológico específico: su impacto depende mucho del tipo de equipo y de la arquitectura de combustión.
- El punto de rocío es un buen descriptor, pero la variable operativamente relevante es la ausencia real de condensados en la instalación.
- Las trazas y contaminantes deben evaluarse con enfoque acumulativo y de mantenimiento, no solo como cumplimiento puntual.
- La noción de 'consumidor sensible' tiene una base técnica objetiva en cogeneración, sin necesidad de convertir toda la norma de red en una especificación OEM.

10. Recomendaciones de avances regulatorios / técnicos para debate

0. Reconocer y desarrollar la figura del consumidor sensible o del punto de suministro sensible, con independencia de su conexión a la red de transporte o distribución de gas, para permitir tratamientos complementarios, monitorización reforzada o acuerdos técnicos específicos. Nótese que las condiciones singulares de cada emplazamiento industrial en relación con la inyección de gases renovables en sus inmediaciones y su red próxima, puede presentar mayores sensibilidades que deben ser salvaguardadas. Desde nuestra óptica, la parametrización debe ser la misma en transporte que en distribución.

1. Incorporación de un criterio de variabilidad temporal para parámetros críticos, pudiendo evolucionar con la incorporación de nuevos gases a la red o en ubicaciones específicas sensibles por las condiciones de suministro locales.

2. Introducción del Methane Number como parámetro técnico de referencia, al menos para monitorización y para el análisis y trazabilidad de consumidores sensibles

3. Revisión específica del tratamiento del hidrógeno, distinguiendo entre límite de red general y sensibilidad de determinados consumidores o tecnologías. La existencia en cogeneración de amplias capacidades OEM de co-firing, mayor en nuevos equipos, no resuelve por sí misma la cuestión regulatoria de compatibilidad general.

4. Completar visión de la composición efectiva del gas para equipos, con especial atención a **CH₄ mínimo, efecto combinado CO₂ + N₂ y presencia de hidrocarburos pesados.** Este punto es especialmente relevante para mezclas variables y gases renovables o alternativos.

5. Reforzar el tratamiento de contaminantes críticos con impacto acumulativo —siloxanos, halógenos, amoníaco, metales, partículas— al menos en puntos de entrega a consumidores sensibles.

6. Evolucionar desde un criterio meramente termodinámico de punto de rocío hacia una consideración más operativa de ausencia de condensados en condiciones reales de explotación,

7. Promover y establecer la recopilación ordenada de incidencias, datos de operación y experiencias OEM/operador para construir una base empírica nacional. Esta medida tiene gran valor porque permite pasar del argumento teórico al argumento de evidencia de explotación.

11. Conclusiones

El análisis técnico desarrollado confirma la existencia de un gap entre especificación de red y necesidad de equipo. Ese gap no invalida la lógica de las NGTS, pero sí indica que, para ciertos activos de cogeneración, el cumplimiento de red puede no ser condición suficiente para asegurar operación óptima, vida útil razonable y estabilidad de combustión sin restricciones.

En motores, destacan la importancia del Methane Number, la estabilidad de composición, el hidrógeno, la presencia de inertes, la degradación por azufre y trazas y la necesidad de ausencia de condensados. En turbinas, cobran especial relieve la estabilidad de llama, los dynamics en combustión avanzada, el hidrógeno, las variaciones de Wobbe y la limpieza del combustible y del aire.

Por ello, la discusión técnica más productiva no parece ser si las NGTS deben convertirse en una especificación OEM, sino cómo incorporar de manera proporcionada aquellos elementos que permitan reconocer y proteger la sensibilidad real de determinados consumidores industriales. En ese sentido, la cogeneración dispone de argumentos técnicos sólidos para defender la necesidad de una mirada más fina sobre la calidad de gas. Una vía proporcionada sería articular un esquema escalonado: parámetros generales de red para todos los consumidores, información reforzada y trazabilidad para puntos y consumidores sensibles, y, cuando proceda, acuerdos técnicos específicos en punto de entrega para determinadas familias de equipos.

B) APORTACIONES DE GASINDUSTRIAL en relación con la COGENERACION

3.1 Sensibilidad en la instalación, equipos y proceso

3.1.1 Impacto en turbinas y motores de la cogeneración

Adicionalmente a los comentarios que pueda trasladar Acogen, se aporta la siguiente información técnica complementaria.

Las turbinas de gas utilizadas en ciclos combinados y en instalaciones de cogeneración constituyen uno de los ejemplos más claros de **sensibilidad a la calidad del gas**, debido a sus estrictos requisitos de combustión, control de emisiones y fiabilidad operativa.

El análisis realizado en Irlanda en el contexto de la posible introducción de biometano en la red de transporte, recogido en el informe técnico [“Power Generator Technical Note on the Effects of 0.5% and 1% Oxygen Blends on CCGTs”](#), proporciona una evidencia particularmente relevante y extrapolable a este tipo de instalaciones .

El incremento del contenido de oxígeno en el gas tiene efectos directos sobre la combustión en turbinas: aumento de la temperatura de combustión, proporcional al contenido de O₂, mayor desgaste de componentes y reducción de la vida útil, posible incremento de emisiones de NO_x, que puede requerir reajustes de combustión.

En el caso analizado, un nivel de 0,5% de O₂ se considera de impacto limitado, pero no nulo, pudiendo implicar **mayores necesidades de mantenimiento y ajustes operativos**.

Cuando el contenido de oxígeno aumenta hasta niveles del **orden del 1%**, **los efectos se vuelven significativamente más relevantes**: necesidad de retuning de la combustión para mantener emisiones dentro de límites regulatorios, posible reducción de potencia disponible o eficiencia, incremento del riesgo de corrosión en sistemas de combustible (especialmente en aceros al carbono), necesidad de campañas adicionales de inspección con paradas prolongadas (5–7 días), incremento de costes operativos y riesgo de indisponibilidad de la instalación.

Adicionalmente, se identifica que la variabilidad del contenido de oxígeno (por ejemplo, llegada de “bolsas” de gas con mayor O₂) puede requerir ajustes manuales en plantas que no disponen de sistemas automáticos de control, aumentando la complejidad operativa.

Los fabricantes (OEM – Original Equipment Manufacturers) identifican varios riesgos asociados a la presencia de oxígeno en el gas: Cambios en la velocidad de llama y en los tiempos de autoignición, liberación de calor no prevista en sistemas de combustión, daños en quemadores, lanzas, manifolds y sistemas de suministro de gas, riesgo de ignición en zonas no diseñadas para ello.

Estos efectos **no están contemplados en muchas especificaciones actuales de equipos, lo que introduce incertidumbre** técnica relevante.

Uno de los aspectos más críticos identificados es el impacto sobre las garantías de los equipos: Las turbinas están diseñadas y certificadas para operar con especificaciones de gas concretas, la operación fuera de dichas especificaciones puede suponer la **anulación de garantías del fabricante**, en caso de fallo atribuible a la calidad del gas, el operador podría asumir la totalidad de los costes, el informe indica expresamente que operar con niveles de O₂ no contemplados en las especificaciones implica **operar con riesgos no evaluados y potencial pérdida de cobertura contractual** .

Necesidad de evaluación caso por caso: El análisis concluye que incluso para un mismo tipo de turbina, cada instalación requiere una evaluación específica, los efectos dependen del diseño concreto, configuración y condiciones operativas, la validación de nuevos rangos de calidad requiere estudios OEM complejos y costosos