

RESUMEN EJECUTIVO

Workshop sobre Datacenters

Soluciones Energéticas para el Futuro Digital de España

Fecha: 10 de febrero de 2026

Organizado por: COGEN España en Naturgy



RESUMEN EJECUTIVO DEL EVENTO

El workshop sobre datacenters celebrado el 10 de febrero de 2026 en las instalaciones de Naturgy reunió a más de 150 profesionales del sector energético, administraciones públicas y operadores de centros de datos para abordar uno de los retos más críticos de la transformación digital en España: cómo garantizar el suministro energético eficiente y sostenible para el crecimiento exponencial de la industria de datacenters.

CONTEXTO Y RELEVANCIA ESTRATÉGICA

España se encuentra en un momento decisivo. Con una capacidad instalada eléctrica de 140 GW y una demanda pico de 40 GW, el país dispone de un excedente energético significativo que contrasta con la ausencia de grandes consumidores industriales tractores de demanda. Los datacenters emergen como la solución perfecta: consumidores en base 24/7/365 con un perfil de demanda estable y predecible.

La Comunidad de Madrid lidera el desarrollo nacional con 35 CPDs operativos (216 MW instalados) y 16 proyectos en tramitación que suman unos 4.000 MW de potencia solicitada. Esta cifra representa multiplicar por 24 la capacidad actual, evidenciando tanto el interés inversor como el desafío infraestructural que enfrenta el sistema.

A nivel global, la Agencia Internacional de la Energía proyecta que el consumo de datacenters alcanzará 1.000 TWh/año en 2030, el doble del consumo actual. Estados Unidos y China dominan el mercado (75% conjunto), mientras Europa representa el 25%. España aspira a posicionarse como hub mediterráneo aprovechando ventajas competitivas únicas: 30 cables submarinos de conexión internacional, liderazgo en energías renovables, desarrollo excepcional de fibra óptica y disponibilidad de suelo industrial.

EL DESAFÍO ENERGÉTICO

El principal obstáculo identificado es la paradoja del acceso a red. Mientras existe demanda de proyectos y capacidad de generación teórica, la infraestructura de transporte y distribución está saturada en los principales nodos. Madrid requiere 11 GW totales (incluyendo redes de transporte y distribución) para atender sus proyectos, pero la planificación vigente solo contempla 3,8 GW (2,6 realmente no asignados) destinados a CPDs.

Los tiempos de espera para conexión a red oscilan entre 5-7 años en Europa, llegando a 24-48 meses en el mejor escenario estadounidense. Esta brecha temporal es crítica: el coste de oportunidad en una industria que factura 5-9 USD/hora por GPU alquilada hace inviable la espera.



LA COGENERACIÓN COMO SOLUCIÓN PUENTE

El evento consolidó un consenso: la cogeneración con gas natural emerge como la solución técnica, económica y regulatoriamente viable para el corto-medio plazo. Con rendimientos del 60% en pilas de combustible y 80-90% en sistemas con cogeneración, la autogeneración eficiente permite:

- 1) Independencia de los plazos de infraestructura eléctrica
- 2) Costes operativos equivalentes o inferiores al suministro de red
- 3) Optimización del indicador PUE (Power Usage Effectiveness) desde 1,4 a 1,06-1,15
- 4) Aprovechamiento del calor residual para refrigeración por absorción
- 5) Capacidad de captura de CO₂ con costes 75% inferiores a ciclos combinados convencionales

La red de gas español ofrece ventajas decisivas: distribución 1,6 veces superior al sistema eléctrico, exceso de capacidad disponible, fiabilidad de cinco nueves (99,999%), costes de infraestructura de transporte 6-10 veces inferiores, y sin conflictos de acceso. Adicionalmente, el potencial de biometano español (163 TWh/año) supera la generación renovable eléctrica actual (96 TWh/año de eólica+fotovoltaica tras 45 años de inversiones).

MODELOS TECNOLÓGICOS PRESENTADOS

► **El workshop exhibió un amplio espectro de soluciones maduras:**

Motores de gas (200 kW - 12 MW)

Modularidad extrema, arranque rápido (5 minutos), eficiencias del 45-48%, ideal para escalabilidad progresiva. Fabricantes como 2G Energy, Innio, Jenbacher, Bergen (antes Rolls-Royce) y Wärtsilä presentaron instalaciones de referencia superiores a 1.400 MW solo en 2025.

Turbinas aeroderivadas (30-57 MW)

General Electric Vernova mostró proyectos como el de Irlanda (14 unidades LM2500, 476 MW) y el revolucionario Stargate Project (32 unidades, 1,2 GW para 400.000 GPUs). Capacidad de combustible dual, arranque en 5 minutos, preparación para 35% H₂.

Turbinas industriales (10-23 MW)

Solar Turbines presentó instalación operativa en Irlanda con 10 Titan 130 + 2 turbinas vapor, ocupación de 15mx3m por unidad, emisiones 9 ppm NOx, configuración en ciclo combinado alcanzando 200 MW en footprint mínimo.

Pilas de combustible (200 kW - módulos escalables)

Bloom Energy demostró tecnología con 1,5 GW operativos desde 2010, 1 billón de horas-celda acumuladas, rendimiento 60%, sin combustión (emisiones solo CO₂+H₂O), fiabilidad 99,999%, operación 24/7 sin paradas mantenimiento, footprint 260 MW/hectárea.



DIMENSIÓN REGULATORIA Y ADMINISTRATIVA

Francisco Martín (Comunidad de Madrid) alertó sobre la urgencia de alinear planificación con demanda real: más de 4000 MW de datacenters admitidos en tramitación, con el 40% de proyectos rechazados, equivalente al 60% de la potencia solicitada. La Ley 7/2024 y decretos asociados simplifican procedimientos, pero la infraestructura física sigue siendo el cuello de botella.

Hay en planificación del PNIEC 3,8 GW en DC, de los cuales 1,2 GW ya están adjudicados a un proyecto en Aragón, para una demanda de interconexión en T&D de 11 GW.

El IDAE, representado por López Amo, adelantó que el Real Decreto de Eficiencia Energética en Datacenters (próxima publicación) establecerá obligaciones de reporte para instalaciones >0,5 MW, estudios de aprovechamiento de calor residual para >1 MW, y requisitos de estar en el top 15% de indicadores de eficiencia para CPDs >100 MW.

La permisología emerge como factor crítico. Virginia Guinda destacó casos de reconversión industrial en papel (papel en Tarragona, textil en Italia,...) donde las autorizaciones ambientales integradas preexistentes aceleraron drásticamente los proyectos.

Francisco Rodríguez (Inerco) subrayó que los plazos teóricos de EIA (6 meses) se extienden frecuentemente a 12-24 meses, haciendo imprescindible una estrategia de tramitación anticipada y coordinada.



MESA 1: VISIÓN ENERGÉTICA Y ESTRATÉGICA DE LOS DATACENTERS

Moderador: Fernando Calancha (Hogan & Lovell)

Ponentes: Simon Minett (Cogen Europe), Francisco Martín (Comunidad Madrid), López Amo (IDAE), Begoña Villacís (Spain DC), Raúl Suárez (Nedgia)

► Análisis de la situación

Simon Minett inauguró con datos contrastados de Cogen World Coalition (CWC): el sector datacenter alcanzará 945 TWh/año en 2030 (duplicando consumo actual), con tiempos de conexión a red de 24-48 meses globalmente. La refrigeración representa 30-40% del consumo total, siendo el PUE el indicador clave (promedio global 1,6-1,7, mejores instalaciones 1,1).

La presentación del estudio internacional evidenció que la cogeneración es tecnología dominante en mercados maduros (EE.UU., donde el 50% del Fortune 100 depende de ella para servidores críticos), pero infrutilizada en Europa por diferencias en precio del gas y marco regulatorio.

► Posición de la Comunidad de Madrid

Francisco Martín expuso la visión dual administrativa: dimensión económica (habilitador fundamental de crecimiento, mejor intensidad energética nacional) y desafío energético (consumidor especial que prioriza garantía y calidad sobre eficiencia).

Datos críticos presentados:

- 35 CPDs operativos, 216 MW instalados
- 16 proyectos en tramitación: mas de 4.000 MW solicitados
- Necesidad real de infraestructura: 11 GW (transporte + distribución)
- Asignación en planificación: 3,8 GW, y solo de ellos 2,6 GW in asignar (claramente insuficiente)
- 40% de proyectos rechazados en 2023-2024 eran CPDs
- 60% de capacidad eléctrica denegada correspondía a datacenters

La Comunidad ha respondido con Ley 7/2024 de simplificación procedimental y coordinación interadministrativa, pero reconoce que el hardware infraestructural depende de planificación estatal donde su participación es consultiva, no decisoria.



► Marco de eficiencia energética (IDAE)

López Amo detalló los vectores de eficiencia para un datacenter de vanguardia:

- 1. Eficiencia electrónica:** CPUs y aceleradores de menor consumo manteniendo/aumentando capacidad proceso. Densidades actuales: 2,5 kW/tarjeta (equivalente a horno eléctrico), 150-300 kW/rack térmicos.
- 2. Eficiencia refrigeración:** Optimización del PUE mediante free-cooling, dry-cooling, electrónica con tolerancia térmica superior, ubicación en zonas climáticas favorables, uso de IA para gestión térmica.
- 3. Diversificación energética:** PPA's renovables, autogeneración local, conexiones directas, tensiones de acometida ≥ 132 kV para reducir pérdidas.
- 4. Aprovechamiento calor residual:** Redes de calor/frío, suministros térmicos locales, bombas de calor para upgrade entálpico.

El Real Decreto de Eficiencia Energética (inminente publicación) establecerá: obligación información para CPDs $>0,5$ MW, estudios aprovechamiento calor para >1 MW, requisito top 15% mejores indicadores para >100 MW. Las metodologías específicas se desarrollarán reglamentariamente.

► Perspectiva del sector (Spain DC)

Begoña Villacís recontextualizó el debate desde la urgencia estratégica europea (Informe Draghi, capítulos 2 y 3.2: infraestructura digital al nivel de capital humano y energía). Argumentos clave:

- Europa debe rearmarse industrialmente post-COVID, ganando autonomía y soberanía digital
- España ofrece singularidad geográfica única: 30 cables submarinos, liderazgo renovables, desarrollo fibra óptica, suelo disponible
- Consumo datacenter español $<3\%$ energía nacional, lejos de ser amenaza
- Paradoja española: capacidad de tirar energía a basura (récord julio 2024) mientras se frena demanda industrial del futuro
- Datacenters no consumen agua (circuito cerrado en $>90\%$ proyectos españoles por estrés hídrico)
- Necesidad urgente: reconocimiento como industria estratégica, ventanilla única administrativa, Plan Transporte Energético que incorpore realmente la demanda datacenter

Alertó sobre sobrerregulación: directivas europeas transpuestas con requisitos adicionales españoles (ej: obligación suministrar datos sobre origen/destino información procesada por "secreto empresarial" sin relación con eficiencia energética). Llamamiento a realismo regulatorio.



► Solución gasista (Naturgy-Nedgia)

Raúl Suárez presentó la red de gas como infraestructura crítica disponible con ventajas decisivas:

Comparativa infraestructural:

- España consume 1,6x más gas que electricidad en energía primaria
- Red gasista: capacidad excedente, capilaridad equivalente a eléctrica en nodos industriales, cero conflictos de acceso
- Fiabilidad: 5 nueves (99,999%) vs 4 nueves eléctrica
- Resiliencia: absorbe variaciones demanda 17x vs <2x eléctrica
- Coste infraestructura de transporte: 6x más barato distribución, 10x más barato transporte por MWh transportado
- Potencia punta gas: creció 7% últimos años; eléctrica: -15%

Ventaja renovable: Potencial biometano español 163 TWh/año (vs 96 TWh/año eólica+fotovoltaica tras 45 años inversión). Compatibilidad 100% con motores cogeneración, blending hidrógeno en desarrollo.

Propuesta valor cogeneración gasista:

- Solución corto plazo: viable, real, disponible
- Acceso rápido: 18 meses vs 6-7 años conexión eléctrica
- Capex comparable, si se incluye la inversión en interconexión eléctrica y en grupos diésel de backup
- Opex de combustible inferior: rendimientos 60-90% según tecnología
- Transición medio plazo: arbitraje precio cuando llegue red, reducción punta demanda eléctrica (menor capex conexión futura)
- Largo plazo: sistema híbrido flexible, acceso nodos con interrumpibilidad (al disponer respaldo propio)

La cogeneración no es solo solución puente, sino sistema complementario con vocación de largo plazo que facilita la espera para la conexión eléctrica futura.

► Conclusiones Mesa 1

Consenso unánime: cogeneración con gas natural es una solución técnica, económica y temporalmente viable para desbloquear desarrollo datacenter español sin esperar infraestructura eléctrica. Requiere: 1) Reconocimiento como industria estratégica, 2) Planificación energética realista incorporando demanda efectiva, 3) Coordinación MITECO-CNMC-CCAA, 4) Simplificación administrativa manteniendo rigor ambiental, 5) Promoción biometano/hidrógeno para descarbonización progresiva.



MESA 2: INGENIERÍA Y CONSULTORÍA PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS

Moderador: Pablo Garcia Arruga (Cogen España)

Ponentes: Ricard Vila (AESAs), Carlos Ibarra (Sener), Mikel Lotina (Idom), Francisco Rodríguez (Inerco)

► Análisis técnico-económico de soluciones

Ricard Vila (AESAs) presentó caso de estudio paradigmático: datacenter teórico 150 MW IT que con PUE 1,3 y redundancia Tier 3 (doble acometida independiente) requiere solicitar 400 MW de conexión eléctrica (4x la demanda real), multiplicando exponencialmente el problema de acceso.

Comparativa Europa vs EE.UU. en autogeneración:

- EE.UU.: gas 3 USD/MMBTU, sin coste CO₂ → Opex autogeneración similar a compra de red
- Europa: gas 35 €/MWh, CO₂ 80 EUR/t → Opex autogeneración +40-60% vs red
- Solución: cogeneración reduce artificialmente PUE (electricidad para refrigeración sustituida por calor residual), logrando Opex equivalente o -8/-10% inferior

Caso implementación primer módulo (ejemplo real escalable):

- 200 MW demanda total, implementación por fases
- Trigeneración: electricidad + frío por absorción desde calor residual
- Ahorro Opex: 8-10% vs red (incluso sin subastas estratégicas)
- Evita/posterga: inversión interconexión eléctrica + grupos diésel Tier 3
- Plazo: operativo en 16-29 meses vs 5-7 años conexión red
- Escalabilidad: módulos adicionales según crecimiento demanda

Visión largo plazo: para alimentación 100% renovable datacenter 200 MW requiere proyecto fotovoltaico ~1.000 MW, inviable corto-medio plazo. Cogeneración permite:

- Fase 1: autogeneración gas, arranque inmediato
- Fase 2: evita diésel en ampliaciones (motores gas = arranque igual rápido)
- Fase 3: biometano/H₂ para descarbonización total en parte del campus

► Metodología ingeniería (Sener-Quark)

Carlos Ibarra expuso la evolución dimensional proyectos: 2023 mayoría <20 MW, 2024 construcción 40-80 MW, 2025 diseño 120 MW, desarrollo (permitting) 300-1.000 MW. Esta escalada exige cambio paradigma ingeniería.



Retos identificados:

- Acceso red: limitado, con condiciones de "no disponibilidad" periodos pico en algunos mercados
- Eficiencia: ya no solo PUE, sino eficiencia uso recursos (agua, equipos). Redundancia infinita no viable económicamente ni disponible (escasez equipos)
- Oscilaciones dinámicas IA: variaciones demanda brutales requieren gestión activa demanda o sistemas amortiguación (baterías, volantes inercia)
- Diseño faseado: construcción por etapas requiere coordinar crecimiento potencia IT con disponibilidad energética, manteniendo siempre fiabilidad Tier requerido

Metodología Sener: análisis multicriterio desde fase conceptual, colaboración estrecha tecnólogos (turbinas, motores, pilas combustible, baterías), herramientas simulación operación 24/7/365 para análisis sensibilidad (precio gas, plazos red, soluciones temporales vs definitivas). Objetivo: proyecto ready-to-build económicamente robusto ante múltiples escenarios.

Recomendación: estudiar alternativas desde el inicio, incluso sin conocer usuario final o uso específico datacenter. Evitar desarrollar proyecto completo de permitting para descubrir después que no hay solución energética viable.

► Casos internacionales (Idom)

Mikel Lotina diferenció conceptualmente suministro principal vs emergencia. Tier se define por suministro emergencia:

- Tier 0: solo red (criptomonedas)
- Tier 1: red + backup mínimo
- Tier 2: red + redundancia N+1 emergencia
- Tier 3: energía propia controlable garantizada (estándar IA y gestión datos críticos)
- Tier 4: redundancia 2N completa

Matriz selección tecnológica por disponibilidad:

- Ciclo combinado 1-1 (100 MW): requiere 300 MW instalados para 99,9% (redundancia binomial)
- Turbinas grandes (15-40 MW): redundancia media-alta
- Motores gas (1-4 MW): redundancia mínima por granularidad, óptimo coste total propiedad

Proyectos Idom ejecutados/desarrollo:

- Arabia Saudí: sistema generación principal (eólica+solar+ciclos combinados) para datacenter sin red disponible, 100 MW, footprint 2.900 m²
- España+EE.UU.: viabilidad turbinas aeroderivadas como emergencia+principal, evitando diésel. Problema: plazos suministro equipos, requiere diseño configuracional creativo con stock disponible



- México (Alestra): cogeneración pura, 2 MW IT, motores gas + absorción 7°C para refrigeración interna, PUE reducido significativamente. Nota: requirió igualmente diésel para certificación Tier (cogeneración sola insuficiente redundancia normativa)

Lección: escalabilidad tecnológica esencial. Densidades IA (40-50 kW/rack) hacen que balance of plant (refrigeración+distribución eléctrica) ocupe ya 80% superficie vs 20% IT. Integrar generación propia puede requerir superficie adicional equivalente al datacenter mismo.

► Permisología como factor crítico (Inerco)

Francisco Rodríguez alertó: plazo es dinero y oportunidad. Proyectos datacenter comparten con otros energéticos (H₂ verde, biometano) la complejidad tramitación multiescalar (estatal, autonómica, municipal) y multisectorial (industria, medioambiente, urbanismo, agua).

Plazos teóricos vs reales:

- Declaración proyecto estratégico: 4-6 meses (teórico)
- EIA (Evaluación Impacto Ambiental): <6 meses (teórico) → 12-24 meses (real en >70% casos)
- AAI (Autorización Ambiental Integrada): variable según CCAA
- Licencias municipales: <2 meses (teórico) → 3-6+ meses (real frecuente)

Causas retrasos: insuficiencia recursos administrativos (ingeniero especializado en ayuntamiento rural improbable), cambios normativos durante tramitación, falta coordinación interadministrativa, necesidad redefinición proyecto por cambios tecnológicos/comerciales posteriores a inicio tramitación.

Factores agravantes datacenters específicamente:

- Consumo hídrico (incluso circuito cerrado genera recelo social)
- Ruido emisiones (cogeneración vs diésel vs turbinas)
- Demanda suelo importante (datacenter + BOP + generación)
- Ubicaciones rurales: recalificación rústico→industrial compleja

Recomendaciones:

- Definición tecnológica robusta ANTES inicio tramitación (cambiar de gas a eléctrico a mitad proceso = reiniciar)
- Estrategia tramitación paralela (proyecto + auxiliares energéticos simultáneos) vs secuencial según caso
- Financiación sostenible: criterios taxonomía EU, DNSH (Do No Significant Harm) críticos para bancabilidad y subvenciones
- Licencia social: comunicación proactiva comunidad local, énfasis impacto económico positivo

Caso éxito Inerco: proyecto almacenamiento térmico Asturias, tramitación coordinada nivel municipal+autonómico+confederación hidrográfica+industria en paralelo para cumplir deadline subvenciones. Logrado, pero requirió dedicación extrema.





► Pilas de combustible: revolución silenciosa

Bloom Energy (Luis Crespo) - Tecnología disruptiva operativa:

- Dato impactante: 50% Fortune 100 servidores críticos funcionan con Bloom (Oracle, Amazon, hospitales NYC, Morgan Stanley, farmacéuticas...)
- Instalado: 1,5 GW operación comercial desde 2010, +1 billón horas-celda supervisadas telemáticas tiempo real (centros India+California)

Diferencial vs combustión:

- * NO quema gas, proceso electroquímico sin oxígeno
 - * Emisiones: solo CO₂ + H₂O (cero NOx, SOx, particulado)
 - * Rendimiento: 60% (vs 35-45% motores, 55% turbinas grandes)
 - * Fiabilidad: 99,999% (cinco nueves)
 - * Cero paradas mantenimiento durante vida útil (hot-swap módulos sin afectar sistema)
 - * Footprint: 260 MW/hectárea (récord absoluto)
 - * Ruido/vibración: cero partes móviles
 - * Agua: consumo nulo
 - * Presión: sin sistemas presurizados (seguridad intrínseca)
 - * Arranque/parada: ilimitados, instantáneos
-
- Modularidad extrema: celdas → stacks → columnas 1,5m → hotbox 65 kW → 6 hotbox = 325 kW → escalable sin límite
 - Captura CO₂: efluente 16x más concentrado que ciclo combinado → secuestro 75% más barato, CO₂ vendible (aviación, metanol)
 - Cogeneración: 350°C disponible → absorción enfriamiento datacenter
 - Resultado PUE: 1,4 → 1,06-1,15
 - Comparativa económica Europa: gas 35-80 USD vs 3 USD EE.UU., pero rendimiento 60% + cogeneración → Opex similar ciclo combinado Capex, muy inferior Opex largo plazo
 - Lead time: 1 año para 100 MW (vs 2-5 años turbinas grandes)
 - Precio Capex: comparable ciclo combinado nuevo, pero Opex dominado por eficiencia 60%
 - Ejemplo aplicación: datacenter 150 MW IT + refrigeración
-
- * Solución estándar: 200 MW eléctricos + electric chillers → PUE 1,33
 - * Solución Bloom + absorción: 225 M USD/año revenue ADICIONAL (aprovechamiento calor 350°C para sustituir chillers eléctricos)
-
- Permitting: prácticamente inexistente por ausencia ruido, emisiones tóxicas, agua, sistemas presión. Ejemplo: 100 MW instalado 1/3 hectárea zona urbana paso peatones
 - Renovable: compatible biometano, H₂ (desarrollo progresivo)
 - Track record: Apple 10 MW, Morgan Stanley entrada NYC, Nokia Tokio 400 kW oficina (zona recreo empleados)



► Experiencias de reconversión industria

Virginia Guinda (consultora independiente) aportó perspectiva única: conversión de instalaciones industriales tradicionales en datacenters como oportunidad económica y social ante cierre actividades manufactureras no competitivas post-COVID.

CASO TARRAGONA - Sector Papel:

- Origen: fábrica papel Iberboard, cierre por inviabilidad económica
- Transformación: promoción datacenter aprovechando activos existentes

Ventajas diferenciales:

- * Parcela 60.000 m² disponible, próxima polígono químico-petroquímico
- * Cogeneración preexistente → autorización ambiental integrada válida fase 1
- * Conexión redes (eléctrica/gas) ya tramitadas, capacidad disponible
- * Actualmente: Tarragona sin datacenters operativos, oportunidad pionera provincia
- Plantilla: 100 empleados papel → 30 empleados datacenter directo + ecosistema IA desarrollo local

CASO ITALIA - Sector Textil Acabados (Bassano):

- Origen: fábrica textil Mossoni (uniformes militares), inviable competitivamente
- Transformación: datacenter con cogeneración biomasa preexistente
- Ventajas: AAI vigente acelera fase 1, conexiones energéticas operativas
- Plantilla: 200 empleados textil → 50 datacenter directo + empleo IA región

Perspectiva socioeconómica:

- Mantenimiento actividad económica zona (vs despoblación industrial)
- Empleo directo aunque menor, pero empleo indirecto IA superior (empresas desarrollo, servicios especializados)
- Aprovechamiento activos existentes acelera 'go-to-market' crítico datacenter
- AAI preexistente ventaja decisiva: tramitación datacenter sobre base industrial autorizada es acelerada vs greenfield

► Conclusiones Mesa 2

Ingeniería moderna datacenter exige visión integral energía-IT-tramitación desde fase conceptual. No existe solución única: cada emplazamiento requiere análisis específico disponibilidad red eléctrica, red gas, clima, recursos hídricos, entorno socioadministrativo.

Cogeneración gas aporta: flexibilidad temporal (18 meses vs 7 años), escalabilidad modular, eficiencia económica demostrada, solución definitiva parcial (hibridación con red futura). Crítico: iniciar permiting con tecnología definida y realizar estudios multiescenario robustos ante variabilidad precios energía, plazos administrativos y evolución demanda IT.



Pilas combustible (modular escalable): eficiencia récord (60%), fiabilidad récord (5 nueves), footprint récord (260 MW/ha), cero emisiones tóxicas, cogeneración 350°C, permitting mínimo. Líder: Bloom Energy. Aplicación: entornos urbanos densos, exigencia ambiental máxima, datacenters tier 4, clientes Fortune 100.

La reconversión industrial hacia datacenters no es solo oportunidad técnica sino modelo socioeconómico: preserva tejido industrial, acelera tramitaciones, optimiza activos existentes y genera empleo cualificado futuro. España debería mapear sistemáticamente instalaciones industriales con cogeneración en dificultad como emplazamientos prioritarios datacenter, combinando política industrial, energética y territorial.

MESA 3: SOLUCIONES TECNOLÓGICAS - MOTORES Y TURBINAS

Moderador: Julio Artiñano (Cogen España)

Ponentes: Tamer Tuna (2G Energy), Santiago Carmona (Innio Jenbacher), Roberto Durán (Bergen Engines), Juan Velasco (Wärtsilä), Oscar Andreu (Solar Turbines), Ignacio Pinedo (GE Vernova), Luis Crespo (Bloom Energy)

► Motores gas: modularidad y flexibilidad

2G Energy (Tamer Tuna) - Filosofía "Bridge to Grid":

- Rango productos: Aros 1000/2000/3000/4000 (1-4 MW por unidad)

Ventaja redundancia: matemática binomial favorece unidades pequeñas. Datacenter 100 MW:

- * Ciclo combinado 1-1: 300 MW necesarios para 99,9% disponibilidad
- * Motores 2G (1-4 MW): mínima redundancia, óptimo coste total propiedad
- Footprint ganador: 160 MW en 4.000 m² (Aros 1000 triple stack) vs 20.000 m² ciclo combinado
- LCOE (Levelized Cost of Electricity) 15 años: 2G líder absoluto vs turbinas, ciclos combinados, pilas combustible
- Operación: módulos stacked, retrofit cogeneración posible (start electricidad, añadir absorción después)
- Instalaciones referencia: >80 unidades vendidas 2025 solo para datacenters

Innio Jenbacher (Santiago Carmona) - Alta velocidad y calidad energética:

- Rango: 200 kW - 10 MW, foco módulos 3-4,5 MW "alta velocidad"
- Ventaja diferencial: arranque rápido + calidad energía directa (evita UPS/baterías adicionales)

Casos operativos:

- * Dublín (HyperScaler): backup gas reemplazando diésel + prime power 8h/día (grid solo disponible picos). Solución híbrida flexible
- * EE.UU. Bridging Power: 2 GW proyecto emblemático, cliente evaluó turbinas, seleccionó motores alta velocidad por eficiencia 24/7 y respuesta IA
- Cogeneración: tecnológicamente posible (herencia biogas, industria), pero mercado no demanda por priorizar confiabilidad sobre innovación
- Futuro: planta 8 MW Dual Fuel (gas-H₂) operativa Holanda, reemplazo diésel en cliente exigente. Nota: H₂ verde disponibilidad/precio aún limitante, pero todos clientes globales requieren "H₂-ready" para viabilidad largo plazo

Bergen Engines (Roberto Durán) - Potencia industrial robusta:

- Rango: 3-12 MW, herencia Rolls-Royce, grupo Langley Holdings



- Producción 2025: 1.400 MW vendidos solo datacenters (récord histórico, 900 empleados)
- Solución integrada: motores principal + Piller Shieldix (volantes inercia) para absorber oscilaciones IA instantáneas, garantizar alimentación limpia
- Certificación: Tier 4 según configuración motores

Referencias construcción EE.UU. 2025:

- * New Jersey: 36×12 MW = 432 MW
- * Bitdir Canadá: 500 MW escalable 1 GW (minería criptomonedas)
- * Campus proyectado: 1,6 GW final (27×12MW + 20×5MW primera fase)
- Disponibilidad: problema global, lead times extendidos (18 meses → 2-3 años)

Wärtsilä (Juan Velasco) - Dual fuel y almacenamiento:

- Rango motores líquido/gas: 6-23 MW (plataformas 32, 34, 31)
- Diferencial: motores Dual Fuel sin parada para cambio combustible (redundancia combustible además de equipos)
- División almacenamiento baterías: soluciones híbridas motor+batería (combinación más demandada)
- Eficiencias altas carga completa y parcial, tolerancia altura/temperatura, consumo agua muy bajo, arranques ilimitados
- Servicio descarbonización: Energy Management System integrado para renovables+motores+baterías, advisory partnership con objetivos revenue compartidos
- Mercado: 40% datacenters 2027 podrían tener problemas suministro, tiempos espera red 5-7 años, 30% operarán generación in-situ
- Referencias recientes: 2 plantas Irlanda 170 MW (motores 10 MW Dual Fuel), EE.UU. múltiples (282 MW, 507 MW, 429 MW con motores 18 MW)

► Turbinas: potencia concentrada

Solar Turbines (Oscar Andreu) - Ciclos combinados compactos:

- Caso real operativo Irlanda (en commissioning): 10 Titan 130 + 2 turbinas vapor
- Potencia: 165 MW cogeneración (10 turbinas) + backup, total ~200 MW
- Footprint: 15m largo × 3m ancho por turbina, sistema admisión aire autoportado
- Configuración: 8 turbinas con caldera recuperación → 2 turbinas vapor (cada 4 gas = 1 vapor)
- Emisiones: 9 ppm NOx
- Instalación: intemperie, operación isla prevista (inicia 40 MW red, escala 100% autogeneración)
- Operación: 247 base load
- Demanda EE.UU.: "locura" pedidos próximos años



GE Vernova (Ignacio Pinedo) - Aeroderivadas para grid support y prime power:

- Modelos: LM2500 (34-36 MW), LM6000 (46-57 MW), LMS100 (113 MW) - derivadas motores aviación (CF6, CFM56, GE90)

Caso Irlanda AirGrid: 14 LM2500 (476 MW) Emergency Power + Merit ante saturación red por datacenters

- * Predicción: 37% consumo nacional 2030 será datacenters
 - * Programa 2 GW total 2030, 700 MW primer paquete GE Vernova
 - * Modalidad: alquiler medio plazo (6 TM2500 Northwall) + permanente (8 LM Express Shannonbridge)
 - * Operación: picker + merit (despacho por grid operator)
- Producto LM Express: TM2500 sin ruedas, 4 módulos prefabricados 95%, quick-connect sin loop checks, montaje 16 días (TM) o 25-29 días (LM Express Dual Fuel)
 - Características: arranque 5 minutos, condensador síncrono (turbina potencia desacoplada mecánicamente de generador gases), generador high inercia para grid codes exigentes, 35% H₂ blend ready

Caso Stargate Project (EE.UU., Proyecto 500 mil millones USD Trump-OpenAI-Oracle-Softbank):

- * 32 LM Express, 1,2 GW, 400.000 GPUs, cuenca Abilene
 - * Commissioning COD mid-2026, entregas continuas
 - * Operación 24/7 estimada 5 años (bridging), backup posterior
 - * Modelo económico: 5-9 USD/hora GPU alquiler → ROI proyecto brutal
 - * Otros fabricantes mixto: motores + turbinas otras marcas
- Predicción 2035 EE.UU.: 8,6% consumo nacional será datacenters
 - Filosofía: paradigma adquisición cambió, players tradicionales (utilities) con procesos lentos quedarán fuera. Retos operativos nuevos: frecuencias subsíncronas, transitorios extremos, integración multitecnología (gas+baterías+renovables)

Baker Hughes (Giovanni Sarti) - Hidrógeno 100%:

- Modelo NovaLT16: 16 MW simple cycle (36,6% eficiencia, best-in-class), combinado cycle/CHP disponible
- Mantenimiento: 35.000h sin interrupciones (ni boroscopia)
- Emisiones: 15 ppm NOx estándar, single-digit 9 ppm disponible, DLN para H₂ en desarrollo (15 ppm con 100% H₂, programa EU High-Power GT)
- **100% HIDRÓGENO: capacidad certificada operar 0-100% H₂ sin modificación HW/SW, performance/mantenimiento idéntico, ÚNICO startup en 100% H₂ (sin necesidad grid gas natural)**
- Aplicaciones: pipelines H₂, power gen, mecánico drive refinerías, marítimo
- Modelo NovaLT12: 12 MW, combustor estándar 25% H₂, <25 ppm NOx
- Datacenters 2025: >80 unidades vendidas



Proyectos públicos:

- * Frontier Infrastructure: 16 NovaLT16
- * Crusoe Energy: múltiples unidades, 100% H₂ capability para descarbonización futura

► Conclusiones Mesa 3

Consenso: múltiples tecnologías maduras disponibles, elección depende: escala proyecto, footprint disponible, perfil demanda (base vs oscilante IA), prioridad eficiencia vs fiabilidad, horizonte temporal, estrategia descarbonización.

Motores (1-23 MW): óptimos modularidad, redundancia económica, flexibilidad combustible (gas/diésel/dual/H₂ progresivo), eficiencia alta parcial/total, arranque rápido. Líderes: 2G, Innio, Bergen, Wärtsilä. Aplicación: 90% proyectos actuales.

Turbinas aeroderivadas (30-57 MW): concentración potencia, footprint mínimo, grid-support + prime, H₂-ready. Líder: GE Vernova. Aplicación: megaproyectos >500 MW, utilities, bridging power escala gigavatio.

Turbinas industriales (10-20 MW): ciclo combinado compacto, cogeneración natural, emisiones ultra-bajas. Líderes: Solar Turbines, Baker Hughes. Aplicación: datacenters 100-200 MW con espacio limitado, exigencia ambiental extrema, visión H₂ 100%.

Recomendación: soluciones híbridas (motores+baterías, turbinas+absorción, múltiples tecnologías según fase crecimiento) maximizan fiabilidad-eficiencia-coste. Todos fabricantes reportan demanda 2025 explosiva, lead times extendidos, necesidad planificación anticipada.



MESA 4: PERSPECTIVAS DESDE EL SECTOR ENERGÉTICO

Moderador: José Miguel Macho (VP Cogen España, Siemens Energy Descarbonización)

Ponentes: Nuria de Lucas Sánchez (Transición Energética e Inteligencia de Mercado, Naturgy), Fernando Bustamante (Negocio ITELCO, Enagás)

► Papel de los gases renovables (Naturgy)

Nuria de Lucas destacó el papel de los gases renovables, y en particular del biometano, como palanca relevante para la descarbonización. Señaló el potencial del biometano en España, estimándolo en torno a 163 TWh, y hasta 230 TWh si se considera el CO₂ biogénico. No obstante, advirtió que el desarrollo del biometano en España sigue siendo lento: mencionó 15 planta en 2024 y 25 en 2025, frente a más de 700 en Francia. En este contexto, subrayó la necesidad de impulsar el biometano mediante una agilización de la tramitación y un marco regulatorio transversal, apoyado en que cada comunidad autónoma cuente con una hoja de ruta definida. Insistió en la importancia de lanzar señales de demanda que permitan activar inversión y acelerar el despliegue del biometano en el mercado.

► Infraestructura digital en red gasista (Enagás)

Fernando Rodríguez expuso el papel de Enagás como operador de infraestructuras también en el ámbito digital, destacando que la red gasista dispone de fibra óptica desplegada a lo largo de toda su traza, lo que permite aprovechar corredores energéticos ya existentes y facilita el despliegue rápido y seguro de nuevas rutas de comunicaciones. Explicó que Enagás, desde 2018, ha desarrollado una oferta mayorista de fibra óptica a través de Axent (actualmente 100 % de Enagás), consolidando la fibra óptica como una actividad intrínseca al desarrollo de la compañía y facilitando asimismo un servicio capilar de conectividad tanto para grandes centros de datos como para instalaciones de menor tamaño.

CONCLUSIONES GENERALES

Por José Miguel Macho

La jornada puso de manifiesto que los centros de datos se han consolidado como una infraestructura crítica para el crecimiento económico y la soberanía digital, con un crecimiento acelerado que está tensionando los sistemas energéticos y las infraestructuras de red.

España dispone de ventajas relevantes, como su elevada capacidad renovable, su posición estratégica en conectividad y su red gasista, pero afronta importantes retos asociados a la disponibilidad efectiva de capacidad y a la complejidad administrativa.

En este contexto, la cogeneración y las soluciones híbridas de generación in situ (motores, cogeneración y pilas de combustible) se identificaron como herramientas clave para reducir



plazos, mejorar la resiliencia, optimizar la eficiencia energética ---especialmente mediante el aprovechamiento del calor residual--- y facilitar el desarrollo progresivo de los proyectos.

Asimismo, se destacó el papel futuro de los gases renovables, en particular del biometano, para la descarbonización del suministro, así como el papel de la red gasista como soporte de la red de fibra óptica que se está desarrollando para dar servicio a los centros de datos.