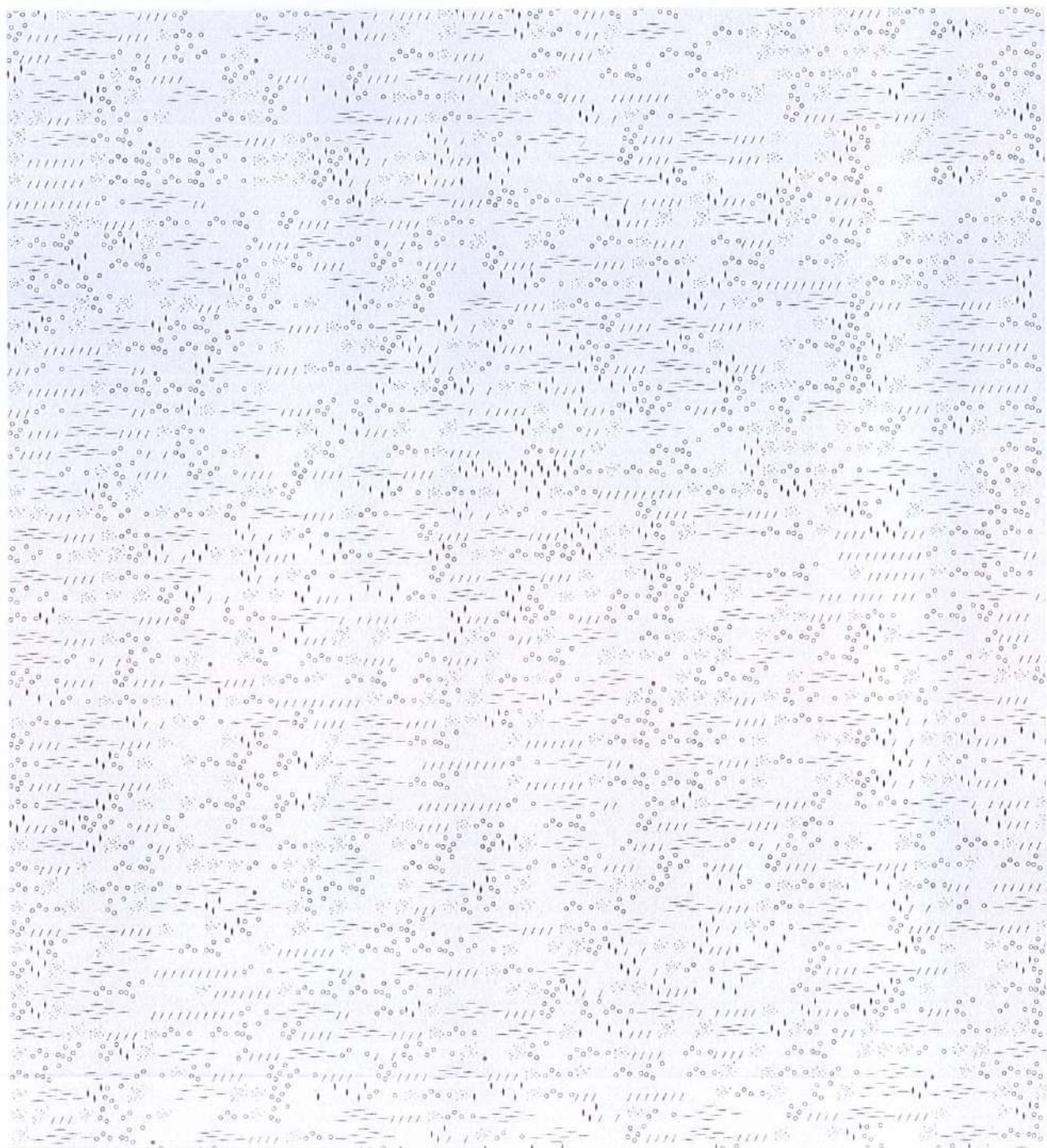


Antecedentes para Elaborar una Norma Nacional de Emisión para Grupos Electrógenos

Informe Final



Antecedentes para Elaborar una Norma Nacional de Emisión para Grupos Electrógenos

Informe Final



Esta versión corresponde a un Informe preliminar, que solo puede ser utilizado para la revisión de la contraparte técnica, dado que aún no se han solicitado a la International Organization for Standardization (ISO), los permisos para difundir material extraído de las normas de las familias ISO 8178 e ISO 347X.

Los permisos correspondientes para incorporar en el Informe material sujeto a derechos de autor de ISO, será solicitado de manera previa a la entrega del Informe Final de esta consultoría.

La distribución o difusión de los contenidos de la normativa ISO no ha sido autorizada por la organización.

Equipo

Santander, Roberto

Silva, Iris

Morales, Franco

Mauricio Villaseñor

Castro, César

Ernst Basler + Partner Chile SpA

La Concepción 191, oficina 1201

Providencia, Santiago

Teléfono +56 2 2573 8505

Iris.silva@ebp.ch

www.ebpchile.cl

Resumen Ejecutivo

Necesidad del proyecto

Los grupos electrógenos (GE) se usan para la utilización en contingencias, para recortar punta, o para actividades ocasionales. La operación de los GE el año 2011 fue responsable del 12,51% de las emisiones totales de fuentes fijas (incluye material particulado (MP) 10 y 2,5, óxidos nitrosos NOx y dióxido de azufre (SO₂)) con una participación muy alta en NOx (36.6%) y MP (7%).

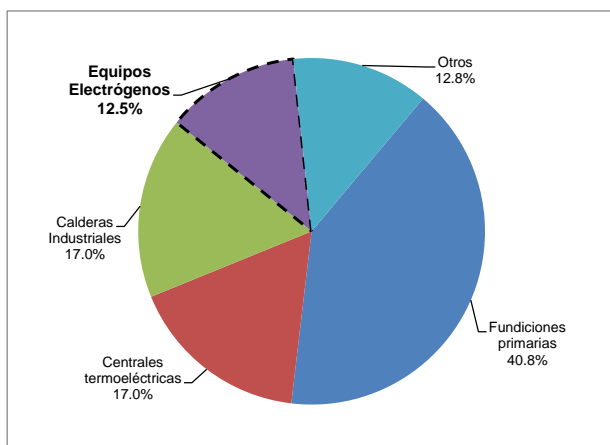


Figura 1 Emisiones de fuentes fijas de acuerdo a origen. Fuente: RETC

Evolución Tecnológica

El avance tecnológico de los grupos electrógenos (GE), desde el punto de vista del control de las emisiones al aire y el control de ruido, está ligado a la evolución de sus dos componentes principales: el motor de combustión y el alternador o máquina síncrona. La disminución de las emisiones en los GE se ha desarrollado principalmente a través de la mejora en la eficiencia de los componentes, y a través de mecanismos de control de emisiones en el motor de combustión, principalmente asociados a la reducción de Material Particulado (MP) y los óxidos nitrosos (NOx). Estos esfuerzos han ido en paralelo con una mejora de la calidad de combustible para disminuir la cantidad de azufre en este.

A continuación se muestra un diagrama simplificado de cómo estas componentes han ido evolucionando en cuanto a eficiencia y control de emisiones se refiere.

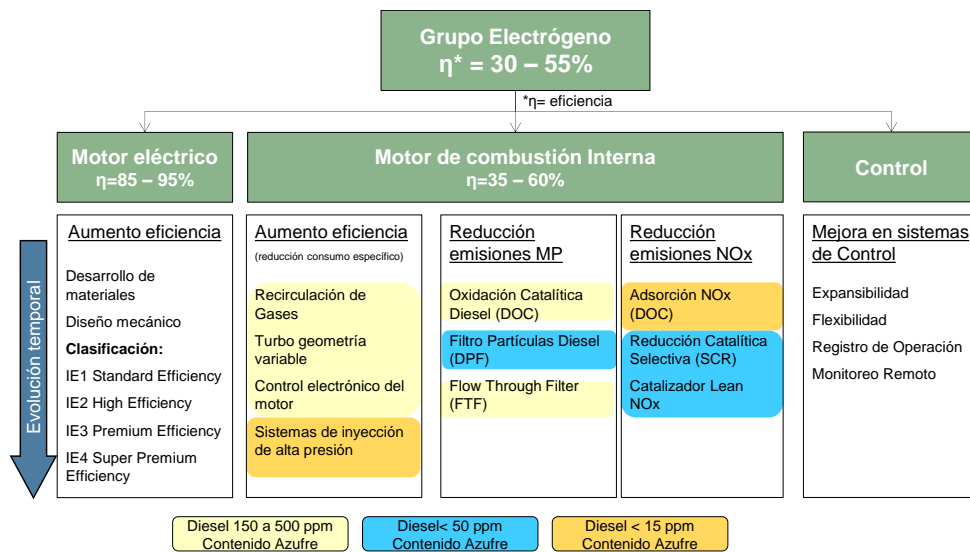


Figura 2 Evolución tecnológica

Regulación Ambiental Internacional

La regulación a nivel internacional relativa a emisiones de gases y partículas contaminantes puede ser específica para grupos electrógenos, como es el caso de India, o general para máquinas móviles no de carretera o fuera de ruta, como es el caso de la Comunidad Europea y Estados Unidos. Se reconoce la diferencia entre grupos electrógenos que contienen motores de chispa y de compresión. La manera en que se regulan las emisiones para distintos rangos de potencia varía de país en país, al igual que el tipo de contaminante. A continuación se muestra una tabla que resume los parámetros más importantes para

Tipo Motor	Compresión			Chispa	
	MP	CO	NO _x	CO	NO _x
India			-		
China		**	-		
UE		**			
EE.UU.	*	**			
Brasil		**	-	-	-
Alemania				-	-
Suiza				-	-
RM, 2019 ***	*			-	-
RM, 2024 ***				-	-

Orden de límite de emisiones [g / kWh]					
Exigencia Alta	< 0,1	< 1	< 2,5	< 300	< 6
Exigencia Media	0,1- 0,3	3 - 4	2,5 - 5		
Exigencia Baja	0,3 <	4,5 <	5 <	500 <	500
Potencias y Desplazamientos	0-800 [kW]	0-800 [kW]	0-800 [kW]	0-400 [cc]	0-50 [cc]

Figura 3 Resumen de la tendencia de la regulación ambiental internacional para el control de las emisiones al aire.

Por su parte, en el caso de la regulación del ruido, se aprecian dos tendencias regulatorias: la primera regula el equipo propiamente tal, mientras que la

segunda se orienta a proteger a las personas a la exposición al ruido, por lo que se imponen límites de emisión y exposición al ruido. A continuación se muestra una tabla resumen con las regulaciones del nivel de presión sonora en distintas localidades.

País	Regulación sobre el equipo			Regulación sobre la exposición	Observaciones
	Compresión	Chispa	Potencias a las cuales aplica		
Alemania	96 + log Pel	96 + log Pel	<400[kW]	70 día / 70 noche	Para zona industrial. Distingue entre día y noche
Suiza	96 + log Pel	96 + log Pel	<400[kW]	60 día / 70 noche	Para zona industrial. Distingue entre día y noche. Pel = Potencia eléctrica
USA	N/A	N/A	N/A	entre 90 y 115	Varía de acuerdo al tiempo de exposición al ruido.
Comunidad Europea	96 + log Pel	96 + log Pel	<400[kW]	85	Regulación sobre equipos está en unidades de dB/1 pW
Reino Unido	96 + log Pel	96 + log Pel	<400[kW]	85	Regulación sobre equipos es igual a la Comunidad Europea
China	Entre 96 y 131	Entre 99 y 118	< 30[kW] para chispa > 3.2[kW] para diesel	90	La regulación sobre el equipo varía de acuerdo a la potencia del motor y las RPM
India	75	75	≤800[kW] para Diesel ≤19[kW] para Chispa	75 día / 70 noche	Para zona industrial. Distingue entre día y noche
Chile	N/A	N/A	N/A	70 día / 70 noche	Distingue entre día y noche. Para zona IV, de desarrollo productivo

Figura 4 Resumen de la situación regulatoria

* Exige en general límites entre 0,1-0,3 [g/kWh]. Para algunas potencias se exigen valores < 0,1 [g/kWh]

** Requiere en general límites mayores a 4,5 [g/kWh]. Para algunas de las potencias se exigen valores entre 3-4 [g/kWh]

*** Versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Procedimientos de ensayo

Los procedimientos de ensayo de ruido, así como los de ensayo de emisiones, tanto en laboratorio como en condiciones de campo, predominantemente son realizados bajo normativas ISO en las economías analizadas. A continuación se muestra un listado con las normativas ISO más relevantes para la determinación de emisiones de gases en grupos electrógenos.

Normativa	Alcances
ISO 8178-1:2008 Medición de emisiones de gases de escape. en banco de ensayo.	Define los métodos de ensayos para determinar la emisión de gases y partículas de escape en motores de combustión interna, reciprocantes, utilizados en máquinas fuera de carretera.
ISO 8178-2:2008 Medición de las emisiones de gases de escape y partículas en condiciones de campo	Junto a ISO 8178-1:2016 e ISO 8178-11:2006 especifica los métodos de medición y evaluación de las emisiones gaseosas y de partículas de escape en condiciones de estado estacionario y transitorio para las pruebas de campo.
	Se utiliza a fin de determinar conformidad de uso de la máquina o cuando no es posible tomar mediciones en banco de pruebas. Asimismo, cuando se deseen utilizar los datos de campo en banco de pruebas.
	Este método se puede utilizar para determinar la conformidad o certificación de los motores nuevos, usados o reconstruidos en el sitio.
ISO 8178-3:1994 Definiciones y métodos de medición de los humos de escape en condiciones de estado estacionario	Especifica dos métodos para la medición y caracterización de los humos de gases de escape de motores de combustión interna alternativos que operan bajo condiciones de estado estacionario.
ISO 8178-4:2007 Ciclos de ensayos estacionarios para diferentes	Especifica los ciclos de ensayo para la medición y la evaluación de las emisiones de gases y

aplicaciones de motores	partículas de escape de los motores de combustión interna alternativos acoplados a un dinamómetro
ISO 8178 – 9:2012 Ciclos de ensayo y métodos de ensayo para medición en banco de pruebas de emisiones de motores de encendido por compresión bajo condiciones transitorias.	Especifica los procedimientos de medición y ciclos de prueba para la evaluación de las emisiones de humo de los motores de encendido por compresión en el banco de pruebas
ISO 8178-10:2002 Ciclos y métodos de ensayo para medición en pruebas de campo de emisiones de motores de encendido por compresión bajo condiciones transitorias.	Especifica los procedimientos de medición y ciclos de prueba para la evaluación de las emisiones de humo de los motores de encendido por compresión en condiciones de campo.
ISO 8178-11:2006 Medición en banco de pruebas de las emisiones de escape en motores usados fuera de ruta bajo condiciones transitorias.,	Especifica los procedimientos de medición y ciclos de prueba para la evaluación de las emisiones de humo de los motores de encendido por compresión en banco de pruebas, condición transiente.

Tabla 1 Normativas aplicables para la medición de emisiones contaminantes en grupos electrógenos.

Cadena de comercialización

En cuanto a la cadena de comercialización de los GE, es fácil visualizar que se trata de una industria dominada por **pocos actores**, dado que a pesar que se constatan más de 1.000 importadores entre 2000 y 2015, los proveedores que dominan el mercado, concentrando el 80% de las importaciones en distintos rangos de potencia, no alcanzan la treintena.

Realización de talleres de trabajo

Se realizaron talleres de trabajo con distintos actores relevantes, para mostrar los resultados del proyecto y contar con sus observaciones. Entre los puntos más importantes a destacar, está la necesidad de observar el tamaño y los patrones de uso de los grupos electrógenos que debieran ser regulados.

Glosario de siglas

ARB	: Junta de Recursos del Aire (Air Resources Board)
BGC	: Biogás comprimido
BImSchG	: Acta de Control Federal de Inmisiones
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga
CFR	: Código de Regulación Federal, Estados Unidos
CMAQ	: Programa de mejoramiento de la calidad del aire y mitigación de la congestión (Congestion Mitigation & Air Quality Program)
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CO	: Monóxido de carbono
COV	: Compuestos orgánicos volátiles
D	: Desplazamiento volumétrico
DERA	: Ley de Reducción de Emisiones del Diésel (Diesel Emissions Reduction Act)
EPA	: Agencia de Protección Ambiental, Estados Unidos
EQIP	: Programa de Incentivos a la Calidad Ambiental (Environmental Quality Incentives Program)
GE	: Grupo electrógeno
GLP	: Gas licuado de petróleo
GN	: Gas natural
GNC	: Gas natural comprimido
GNL	: Gas natural licuado
HCNM	: Hidrocarburos no metálicos
HCR	: Hidrocarburos reactivos
HCT	: Hidrocarburos totales
ISO	: Organización Internacional de Estandarización (International Organization for Standardization)
ISTEA	: Intermodal Surface Transportation Efficiency Act
KW CEE	: Potencia neta obtenida según las directrices de la regulación europea, obtenida en el banco de ensayos, en el extremo del cigüeñal, o su equivalente
MP	: Material particulado
NOx	: Óxidos de nitrógeno
OEM	: Fabricantes de Equipos Originales
P	: Potencia nominal
PPDA	: Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica
rpm	: Revoluciones por minuto
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SOx	: Óxidos de azufre
SS.MM.	: Sistemas medianos
TGL	: Tecnología gas a líquido

Glosario de Conceptos

Desplazamiento volumétrico	: El desplazamiento volumétrico por cilindro de un motor corresponde al volumen de aire que es desplazado por el pistón en un cilindro. En términos matemáticos simples, corresponde al área de la cabeza del pistón por la distancia de su recorrido. La unidad de medida es litros (l) de manera que cuando se relaciona con la revolución de giro del motor y la presión media efectiva determina la potencia mecánica.
Energía bruta	: Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía, es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red
Energía neta	: Es la energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión; y es igual a la generación bruta, menos la energía utilizada en los usos propios de la central.
Factor de planta	: Se calcula como el cociente entre la energía realmente producida y la que se hubiese producido por la operación de la máquina a plena carga el 100% del tiempo.
Homologación	: Procedimiento por el que se certifica que un tipo de motor de combustión interna o una familia de motores cumple con los requisitos establecidos en algún cuerpo legal
Inmisión	: En la regulación de Alemania, la inmisión corresponde a contaminantes del aire que afectan a humanos, animales, plantas, suelo, agua, la atmósfera, bienes culturales y cualquier otra propiedad.
Máquina móvil no de carretera	: Cualquier máquina móvil, equipo industrial portátil o vehículo con o sin carrocería, no destinado al transporte de pasajeros o mercancías por carretera, en el que esté instalado un motor de combustión interna (Directiva 97/68/CE)
Motor de autoignición Motor de chispa	: Corresponde al motor de compresión O también llamados motores de explosión, utilizan la "explosión" de un combustible (generalmente gasolina o combustibles gaseosos), que es provocada por una chispa (generada a su vez por una corriente eléctrica) creando un foco de encendido inicial, que propaga la combustión aumentando la presión por expansión de gases. Dicha presión es la responsable de impulsar los pistones produciendo la acción de diversos mecanismos, dando movimiento al motor y al sistema que pueda ser accionado por este.
Motores de ciclo severo	: Son aquellos que debido a su aplicación necesitan ser refrigerados por aire, sí y solo sí, el fabricante puede proporcionar pruebas claras de que la operación del motor lo amerita.

Motor de compresión	: Es aquel donde la compresión del pistón provoca un aumento en la presión y consecuente aumento de la temperatura del aire dentro de la cámara de combustión, provocando la autoignición instantánea de un combustible (generalmente diésel o combustibles gaseosos) cuando es inyectado pulverizado en la cámara de combustión. Esta explosión aumenta la presión y es la responsable de impulsar los pistones produciendo la acción de diversos mecanismos, dando movimiento al motor y al sistema que pueda ser accionado por este.
Motor de combustible dual	: Según el contexto de la normativa de India, corresponde a aquel que funciona con una mezcla de un combustible primario y uno secundario, teniendo la facultad de operar con el primario en ausencia del secundario.
Potencia activa	: Es la que se aprovecha como potencia útil, es decir aquella capaz de convertirse en trabajo mecánico. También es conocida como potencia real o verdadera. Se expresa en [W]
Potencia aparente	: Es la potencia total consumida, que incluye aquella utilizada por componentes eléctricos (bobinas y condensadores) que no realizan trabajo mecánico. Se expresa en [VA].
Potencia eléctrica	: Corresponde a la potencia nominal de un motor eléctrico.
Potencia mecánica	: En términos matemáticos, se refiere a la cantidad de trabajo que realiza el motor por unidad de tiempo. En términos mecánicos se puede entender como la rapidez a la que puede trabajar un motor.
Potencia neta	: Corresponde a la potencia aprovechable de un motor libre de pérdidas ocasionadas por elementos secundarios, pero fundamentales para su funcionamiento tales como la bomba de alimentación de combustible, ventilador de refrigeración, alternador, entre otros.
Potencia nominal	: Corresponde a la potencia expresada en la placa de características del motor, es decir, corresponde al entregado por el fabricante.
Potencia térmica	: Corresponde a la potencia de conversión que poseen las máquinas térmicas. Entiéndase dicha máquina como un dispositivo mecánico que transforma cíclicamente la energía térmica en trabajo mecánico por aprovechamiento del gradiente de temperatura entre una fuente de calor y un sumidero de frío. La fuente de calor para el funcionamiento del motor proviene de la energía química liberada en la combustión, siendo absorbido por un fluido motor que pone en movimiento una serie de piezas mecánicas. En el caso de un motor diésel, el fluido corresponde al aire en la cámara de combustión que provoca el movimiento del pistón por variación en su volumen. Se expresa en este informe como [W _{th}]

Índice

1.	Antecedentes generales	1
2.	Objetivos	3
3.	Descripción de la evolución tecnológica de los grupos electrógenos	4
3.1	Evolución de los motores eléctricos	5
3.1.1	Caracterización del funcionamiento	5
3.1.2	Evolución de la tecnología	6
3.2	Evolución de los motores de combustión interna	9
3.2.1	Desarrollo tecnológico de los motores diésel	9
3.2.2	Desarrollo tecnológico de los motores Otto	14
3.2.3	Alternativas de combustible para motores de combustión interna	16
3.3	Evolución de las tecnologías de mitigación de ruido	16
4.	Análisis tendencial de la regulación para grupos electrógenos	21
4.1	Alemania	23
4.1.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	23
4.1.2	Ruido	25
4.1.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	26
4.2	Suiza	27
4.2.1	Emisiones	28
4.2.2	Ruido	29
4.3	Estados Unidos	31
4.3.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	31
4.3.2	Ruido	39
4.3.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	40
4.4	California	43

4.4.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	43
4.4.2	Ruido	46
4.4.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	46
4.5	Comunidad Europea	46
4.5.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	47
4.5.2	Ruido	53
4.5.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	55
4.5.4	Instalaciones	56
4.6	China	59
4.6.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	59
4.6.2	Ruido	62
4.6.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	64
4.7	India	64
4.7.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	65
4.7.2	Ruido	69
4.7.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	72
4.8	Reino Unido	72
4.8.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	72
4.8.2	Ruido	75
4.8.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	76
4.9	Brasil	76

4.9.1	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio	77
4.9.2	Ruido	77
4.9.3	Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación	78
4.10	Otros	78
4.10.1	Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, IFC	78
4.11	Resumen de la situación regulatoria	80
4.12	Comparación entre métodos de ensayo	88
5.	Ensayos para determinar emisiones en laboratorio y ruido de grupos electrógenos	94
5.1	Descripción de métodos de ensayo	94
5.1.1	Principios generales de la medición	95
5.1.2	Medición de parámetros operacionales de motor y de las condiciones de ensayo	99
5.1.3	Determinación de componentes gaseosos	101
5.1.4	Determinación de material particulado	102
5.2	Descripción de ensayo de ruido	105
5.2.1	ISO 3743-1	105
5.2.2	ISO 3743-2	109
5.2.3	ISO 3744	116
5.2.4	Costo de la infraestructura	127
5.3	Análisis de capacidad de ensayo a nivel internacional	128
5.3.1	Alemania	128
5.3.2	Suiza	128
5.3.3	Estados Unidos	128
5.3.4	Comunidad Europea	130
5.3.5	China	133
5.3.6	India	139
5.3.7	Inglaterra	139

5.3.8	Brasil	139
5.4	Procedimiento de medición para la obtención de certificados de ruido a nivel internacional	139
6.	Descripción del procedimiento de ensayo in situ para determinar emisiones de grupos electrógenos	141
6.1	Procedimiento de medición “in situ”	142
6.2	Ventajas y desventajas de ensayar in situ	143
6.3	Factibilidad de implementar ensayos in situ en Chile	144
7.	Descripción de la cadena de comercialización de grupos electrógenos	146
7.1	Caracterización del procedimiento de ingreso de grupos electrógenos a Chile	155
7.2	Caracterización de fabricantes	158
7.2.1	Fabricantes e importadores de grupos electrógenos	158
7.3	Caracterización de distribuidores	163
7.4	Caracterización de demandantes	167
7.4.1	Generación de electricidad	167
7.4.2	Sector público	169
7.4.3	Actividades productivas	169
8.	Análisis de tecnologías de abatimiento de emisiones	172
8.1	Caracterización de la tecnología disponible	172
8.1.1	Catalizador de Oxidación Diésel (DOC):	172
8.1.2	Filtros de partículas diésel (DPF):	173
8.1.3	Reducción catalítica selectiva (SCR)	175
9.	Análisis de Costos	176
9.1	Equipos Nuevos	176
9.2	Sistemas de control de emisiones	178
9.2.1	Costos de sistema de reducción selectiva catalítica SCR	179
9.2.2	Costos de sistema DPF	180
9.2.3	Costos de sistema DOC	181
9.3	Costos de los ensayos	183
9.4	Costos de chatarrización	184

10.	Análisis de los mecanismos de incentivo para reemplazar o reacondicionar grupos electrógenos	184
10.1	Incentivos económicos disponibles en Estados Unidos	184
10.1.1	Congestion Mitigation and Air Quality Improvement (CMAQ)	185
10.1.2	Diesel Emissions Reduction Act (DERA)	188
10.1.3	Environmental Quality Incentives Program (EQIP)	190
10.2	California	192
10.3	Reino Unido	194
10.4	Países Bajos	195
10.5	Reciclaje de GE en Chile	196
10.5.1	Balance económico ambiental	197
10.5.2	Conclusiones	198
11.	Desarrollo de talleres	200
12.	Bibliografía	202
Anexos		204
ANEXO 1: Especificaciones de combustibles en distintos países		204
	Alemania	204
	Estados Unidos	207
	California	208
	Comunidad Europea	210
	China	212
	India	213
	Reino Unido	215
	Brasil	216
ANEXO 2: Precios de los combustibles en Chile		219
ANEXO 3: Metodología de cambio de unidades de medida de emisiones		220
ANEXO 4: Requerimientos específicos para motores estacionarios en Estados Unidos		224
ANEXO 5: Parámetros para valorización del reciclaje de GE en Chile		230
ANEXO 6: Respuesta a solicitudes por Ley de Transparencia		233

ANEXO 7: Consulta a oferentes de grupos electrógenos	252
ANEXO 8: Consulta a demandantes de grupos electrógenos	254
ANEXO 9: Detalle de GE presentes en sectores productivos	256
ANEXO 10: Características de los grupos electrógenos conectados a la red eléctrica	260
ANEXO 11: Minutas de los talleres	266
<hr/>	
Taller N°1: Oferentes de GE	266
Taller N°2: Oferentes de tecnologías de mitigación	269
Taller 3: Empresas Generadoras	271
Taller 4: Empresas Distribuidoras	274
Taller 5: Demandantes en General	276
<hr/>	
ANEXO 12: Relación entre potencia y desplazamiento en un motor (cilindrada)	278

1. Antecedentes generales

En Chile, dadas condiciones económicas y estructurales del sistema eléctrico, existen incentivos para la utilización de grupos electrógenos (GE) para utilización en contingencias, para recortar punta, o para actividades ocasionales.

Así, la operación de los GE el año 2011 fue responsable del 12,51% de las emisiones totales de fuentes fijas, como se muestra en la Figura 5.¹

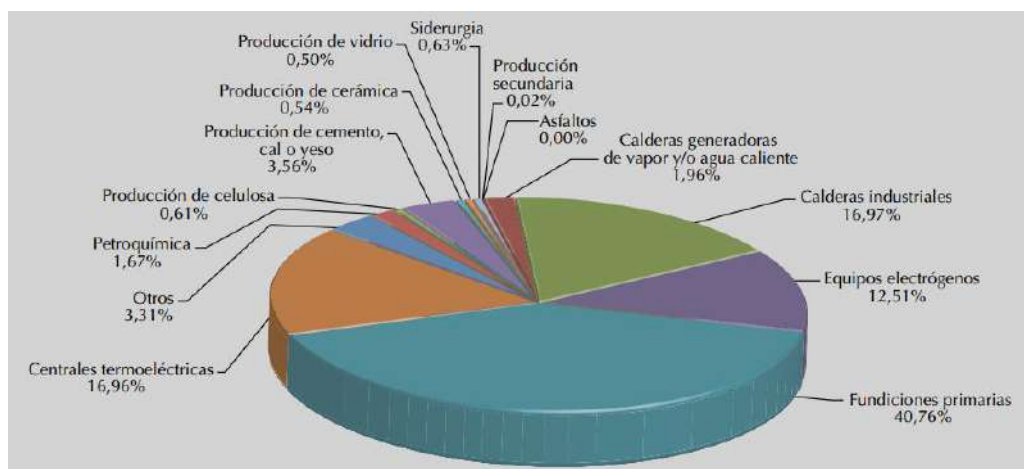


Figura 5: Emisiones totales (incluye MP 10, MP 2,5, NOx y SO₂) al aire en sitio (fuentes fijas) por sector industrial, año 2011²

Complementariamente, la participación de las emisiones por contaminante de los grupos electrógenos cayó entre 2010 y 2011, salvo para el caso del SO₂, como se muestra en la Tabla 1, donde destaca la alta participación de este tipo de equipos, en la emisión de NOx.

	MP		NOx		SO ₂	
	[%]	ton/año	[%]	ton/año	[%]	ton/año
2010	8,38%	3.030,3	37,05%	54.482,0	1,41%	4.190,4
2011	6,99%	2.811,4	36,63%	58.776,5	1,53%	4.862,3

Tabla 2: Emisiones debidas a la operación de GE en todo Chile

Es importante mencionar que, en términos normativos, a través del Decreto 138 de 2005, del Ministerio de Salud, se establece la obligatoriedad para todos los propietarios de grupos electrógenos que tengan una capacidad mayor a 20 kilowatt (kW), de entregar los antecedentes necesarios a las SEREMIS de Salud regionales para estimar el cálculo de sus emisiones.

¹ En la página web de RETC existe información más actualizada (al 2014), pero está identificada como borrador y con prohibición de citar.

² Ver (RETC, 2012) en anexo bibliográfico digital.

El 2005, en el marco del Plan de Prevención y descontaminación de la Región Metropolitana, la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA) elaboró un anteproyecto de norma de emisión para GE para la RM, sin embargo, el año 2008 la autoridad ambiental decidió ampliar la aplicación territorial de la norma por una nacional.

Luego, a través de la Resolución Exenta N°285 del 24 de marzo de 2010, del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), se estableció el “Programa Estratégico de Normas 2007-2009”, donde se priorizó la realización de una norma nacional para GE. Finalmente, con la Resolución Exenta 177 del 10 de marzo de 2016 se establece el Primer Programa de Regulación Ambiental 2016-2017 en el que se prioriza la norma de emisión a nivel para grupos electrógenos a nivel nacional, mientras que con la Resolución Exenta N°450 del 27 mayo del 2016, publicada en el Diario Oficial el 13 de junio, se da inicio a la elaboración de la norma de emisión para grupos electrógenos.

En virtud de la importancia relativa que tienen los GE sobre las emisiones de contaminantes de fuentes fijas, y la necesidad detectada por el MMA de establecer una norma para regular las emisiones de contaminantes en la operación de grupos electrógenos, es que se genera el presente estudio, orientado a generar información relevante para el establecimiento de la misma.

2. Objetivos

Para el desarrollo de este estudio, se considera dar cumplimiento al **objetivo general** siguiente:

Proporcionar antecedentes para elaborar una norma de emisión para grupos electrógenos de aplicación nacional.

Complementarios al objetivo general, se tienen los 8 **objetivos específicos** que se señalan a continuación:

1. *Contar con una descripción de la evolución tecnológica de los grupos electrógenos, desde el punto de vista del control de las emisiones al aire y el control de ruido.*
2. *Contar con un análisis sobre la tendencia de la regulación ambiental internacional para el control de las emisiones al aire y el control del ruido de los grupos electrógenos.*
3. *Contar con una descripción general de las etapas del procedimiento utilizado en laboratorio (o centros de referencia o de ensayo), para verificar las emisiones al aire y los niveles de ruido en los grupos electrógenos, y el tipo de certificado que se genera y acompaña al producto.*
4. *Contar con una descripción general de las etapas del procedimiento utilizado para constatar las emisiones al aire y los niveles de ruido del grupo electrógeno in situ (en operación).*
5. *Contar con una descripción de la cadena de comercialización de los grupos electrógenos en Chile.*
6. *Contar con una descripción y análisis de los modelos, mecanismos o instrumentos económicos internacionales que permitan reemplazar o realizar un retrofit a los grupos electrógenos.*
7. *Contar con una descripción y análisis de los costos de inversión y de operación de las mejores técnicas y tecnologías disponibles para reducir las emisiones al aire y niveles de ruido de los grupos electrógenos existentes.*
8. *Difundir los resultados del estudio.*

3. Descripción de la evolución tecnológica de los grupos electrógenos

Un grupo electrógenos, básicamente es un arreglo de un motor eléctrico (máquina síncrona) y un motor de combustión interna, por lo tanto, la evolución del conjunto del GE está condicionada en parte por la evolución individual de cada uno de sus componentes.

No obstante los grupos electrógenos son básicamente un arreglo de un motor de combustión interna y un generador eléctrico, también incorporan elementos importantes, como los controladores que aseguran su correcto funcionamiento y otros sistemas auxiliares que pueden o no estar presentes, dependiendo del tamaño del generador y de los requerimientos de la instalación, como:

- **Panel de control:** En él se entrega información al operario respecto de la operación del motor, como la corriente, el voltaje, la frecuencia, temperatura del agua, presión del aceite. Además en él se encuentra el controlador de arranque y parada, el botón de parada de emergencia, y puede contener los sistemas de alarma y de protección. Es importante mencionar que estos elementos han evolucionado desde tecnología análoga a digital.

Según Himoisa, proveedor de tecnología, se recomienda prestar especial atención a 2 características del panel de control:³

- *Expansibilidad:* se considera deseable que un panel de control permita cubrir las exigencias de control de seguridad y que pueda integrarse a sistemas de control de edificios inteligentes, comunicación remota u otros que puedan resultar relevantes.
 - *Flexibilidad:* se espera que el software pueda ser programado para incluir umbrales de funcionamiento y pueda generar las alarmas correspondientes. Además, es deseable que pueda responderse de manera adecuada a los ruidos en las líneas de control⁴, tensiones inestables, entre otros.
- **Registro de operación:** Algunas versiones cuentan con un registro de eventos críticos, lo que permite identificar necesidad de mantenciones (por ejemplo, un mensaje de baja presión de aceite o alta temperatura del refrigerante en el registro)⁵, entre otros. Complementariamente, pueden contar con un registro de las horas de operación.
 - **Opciones de monitoreo remoto:** Existen versiones que permiten el monitoreo remoto de los parámetros de funcionamiento del grupo electrógeno, a través de una conexión a internet.⁶

³ Ver (Himoisa GE) en anexo bibliográfico digital.

⁴ Se refiere a perturbaciones radioeléctricas que origina un equipo eléctrico o electrónico, no específicamente destinado a generar radiofrecuencia, o bien la perturbación en el funcionamiento que algún equipo eléctrico o electrónico recibe como consecuencia del funcionamiento de un sistema transmisor de radiofrecuencia

⁵ Como ejemplo puede revisarse el documento "Grupo Electrónico Manual de Instrucciones para el Operador y de Antenamiento" de FG Wilson, donde se identifican algunos problemas en la operación que son guardados en el registro de operación. Ver (Manual FG Wilson) en anexo bibliográfico digital.

⁶ Ver (FG Wilson - Sist control) en anexo bibliográfico digital.

Vistos los elementos relevantes de los grupos electrógenos se procede a la descripción tecnológica del generador eléctrico, el motor de combustión interna, y las medidas para la mitigación del ruido.

3.1 Evolución de los motores eléctricos

En primer lugar, se procede a entregar un breve marco de caracterización del funcionamiento de las máquinas síncronas, para luego proceder a detallar los principales avances tecnológicos.

3.1.1 Caracterización del funcionamiento

Una máquina síncrona es un equipo que puede funcionar como motor o como generador. En la primera configuración (motor) utiliza energía eléctrica para generar energía mecánica, siendo preferida en aplicaciones que requieren velocidad de giro constante, mientras que en la segunda (generador), a través de energía mecánica aplicada en el eje (por ejemplo con el acoplamiento con un motor de combustión interna) se genera energía eléctrica, con una frecuencia determinada por las revoluciones por minuto aplicadas al eje y el número de polos de la máquina.

El principio de funcionamiento está basado en el hecho que el tener un campo magnético rotatorio (generado en el rotor por una corriente de excitación de sus polos) que al girar dentro de un conductor (conductores del inducido) induce en estos últimos una diferencia de potencial que genera una corriente eléctrica utilizable.

Estructuralmente, la máquina síncrona cuenta de 2 partes principales:

- **Rotor:** consiste en un imán permanente que genera un campo magnético que gira a velocidad constante, con lo que se induce una diferencia de potencial en el estator. Puede ser conformado por:
 - *Imanes permanentes:* Corresponden a la configuración más sencilla porque evita el uso de anillos rozantes para alimentar el rotor, pero no es aplicable a altas potencias, dado que la densidad de flujo magnético de los imanes no es alto.⁷
 - *Rotor de polos salientes:* Se utiliza en equipos accionados por motores relativamente lentos (como por ejemplo turbinas hidráulicas, que giran a unos pocos cientos de revoluciones por minuto) y considera un número de polos alto, para asegurar que la frecuencia sea la de la red.⁸ Constructivamente son cortos con un gran diámetro.
 - *Rotor cilíndrico:* Utilizado en aplicaciones donde el rotor gira a altas velocidades (miles de revoluciones por minuto). Constructivamente son rotores largos pero de reducido diámetro, para reducir el impacto de la fuerza centrífuga en los devanados.
- **Estator**⁵: Compuesto por un núcleo de chapas de material ferromagnético, las que se encuentran aisladas entre sí para evitar pérdidas por corrientes parásitas que se traducen en un calentamiento de los núcleos de hierro. Este componente tiene ranuras en las que se

⁷ "Máquinas Síncronas", apunte del curso Conversión Electromecánica de la Energía, de Ingeniería Civil Electricista de la Universidad de Chile. Disponible en anexo bibliográfico digital.

⁸ "Aspectos constructivos y principio de funcionamiento de la máquina síncrona trifásica", apunte de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en anexo bibliográfico digital.

alojan los conductores inducidos que forman el bobinado del estator. Las bobinas del núcleo son aisladas del núcleo con tubos de carbón aislante.

Un esquema de las partes de una máquina síncrona se muestran en la figura siguiente, donde se muestra, además del rotor y el estator, la carcasa que aísla a los anteriores del ambiente, los anillos rozantes, por donde se produce la excitación del rotor y los conductores inducidos en los cuales se induce una corriente.

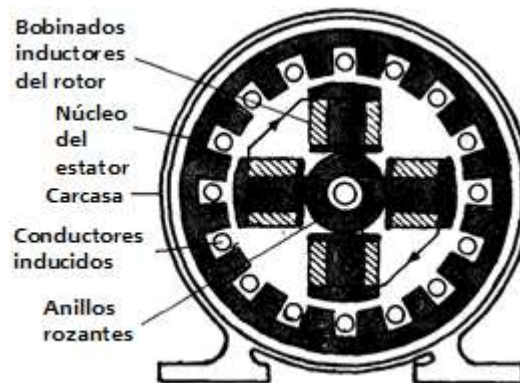


Figura 6. Esquema de las componentes de una máquina síncrona⁸

3.1.2 Evolución de la tecnología

La evolución de las máquinas síncronas está ligada al desarrollo de la transmisión de bloques de potencia. Así, la primera transmisión de energía de larga distancia que se desarrolló en 1891 entre Lauffen am Neckar (Alemania) a la Exposición internacional de Frankfurt (Alemania), consistió en la transmisión de la producción de un hidrogenerador trifásico con potencial efectiva de salida de 210 [kW], a través de una línea de 175 [km]. (Neidhöfer, 1992)

Cuando tuvo lugar la transmisión de electricidad entre Lauffen am Neckar y la Exposición internacional de Frankfurt, el desarrollo de las máquinas rotatorias era incipiente, considerando aun el desarrollo de prototipos. Como ejemplo puede mencionarse que el generador con rotor con polos de garra utilizado en 1891 fue paulatinamente abandonado dando paso al rotor de polos salientes. (Neidhöfer, 1992)

Otro hecho que impulsó el desarrollo de las máquinas síncronas, fue que Estados Unidos decidió transmitir en forma de corriente alterna la producción de la planta Niagara en las cataratas del mismo nombre. Con esto, se impulsó el desarrollo de esta tecnología de la mano de su aplicación en turbinas hidráulicas, cuya máquina síncrona era construida con polos salientes. (Neidhöfer, 1992)

Posteriormente, otro hecho que motivó un avance en el desarrollo de las máquinas síncronas, es la aparición de turbinas de vapor que creó la necesidad de contar con generadores capaces de girar a altas velocidades. En un principio se tuvo un diseño de un sistema magnético estacionario y una armadura rotatoria, pero este diseño se invirtió por la dificultad de manejar los flujos eléctricos de alta potencia en el rotor. Luego, para resistir las fuerzas centrífugas por la alta velocidad de giro, Charles E. Brown desarrolló los rotores de polos cilíndricos, donde las bobinas se ubicaban en espacios distribuidos alrededor de la periferia del rotor (Neidhöfer, 1992). Esquemáticamente, la diferencia entre los polos salientes y cilíndricos se muestra en la Figura 7.

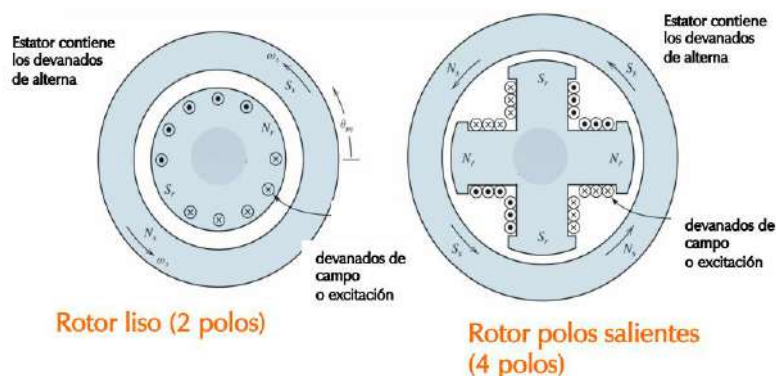


Figura 7. Esquema de rotor liso y de polos salientes⁹

Con lo anterior, a principios del siglo XX, las 2 formas básicas de la máquina síncrona (polos salientes y cilíndricos) ya existían, y los esfuerzos posteriores se enfocaron en refinar elementos específicos del diseño. Así, muchos esfuerzos se destinaron a disminuir las pérdidas de dispersión¹⁰, con avances como el uso de placas laminadas en el estator que hizo posible una fuerte reducción de pérdidas de dispersión, haciendo que las máquinas pudieran soportar mayores tensiones electromecánicas.¹¹

Complementariamente, con el aumento del tamaño de las máquinas, se llegó al límite de las capacidades del enfriamiento por convección natural, lo que hizo necesario la incorporación de sistemas de enfriamiento. Así, a mediados de la década de 1930 se puso en funcionamiento un turbogenerador con enfriamiento por hidrógeno en Norteamérica. Por su parte, en Europa, se comenzaron a utilizar en 1945 variadas tecnologías (enfriamiento directo de los conductores, primero en rotor y luego en el estator; enfriamiento con aceite, y luego, enfriamiento con agua).¹¹

Otro avance tecnológico está dado por el desarrollo de sistemas de aislación basados en mica, fibra de vidrio y resinas sintéticas, lo que permitió el desarrollo de máquinas síncronas capaces de trabajar a altos voltajes. Esta innovación se desarrolló en las décadas de 1950 y 1960. A continuación se detallan otras innovaciones:¹¹

- **Desarrollo de materiales y diseño mecánico:** desarrollo de un núcleo del estator laminado, lo que reduce las pérdidas, desarrollo de aleaciones especiales, acero no corrosivo o materiales aislantes.
- **Mejoramiento de la excitación del motor:** se pasó de la excitación en corriente continua a corriente alterna, gracias al desarrollo de electrónica de potencia.
- **Aumento de capacidad:** en 100 años, entre la transmisión desde Lauffen am Neckar y fines del siglo XX, la capacidad de las unidades ha crecido unas 4.000 veces.

⁹ "Máquinas eléctricas de corriente alterna – Capítulo 3 Máquina Síncrona", apuntes del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid. Disponible en anexo bibliográfico digital.

¹⁰ Según Endesa Educa, el efecto de dispersión del flujo magnético se manifiesta en que hay líneas de fuerza que no pasan por el inducido, se pierden o llegan al siguiente polo, lo que genera pérdidas por dispersión, que serán mayores cuanto más alta sea la corriente del inducido. Ver (Generadores eléctricos _ ENDESA EDUCA) en anexo bibliográfico digital.

¹¹ Ver (Neidhöfer, 1992) en anexo bibliográfico digital.

Un avance que se considera extremadamente relevante es el desarrollo de motores de imanes permanentes, en las últimas décadas del siglo XX, cuya introducción aumentó la eficiencia de los motores, haciendo más económica su operación en el ciclo de vida, lo que fue acompañado con imposiciones regulatorias de estándares mínimos de eficiencia para este tipo de equipos.¹²

Luego, publicaciones de fabricantes como Schneider Electric¹³ o Weg¹⁴ daban cuenta que la eficiencia de los motores síncronos era superior a la de otros tipos de máquinas disponibles en el mercado (por ejemplo, motores de inducción cuya eficiencia se clasifica según estándares europeos en EFF) sin importar la potencia de ellas, alcanzando un rendimiento cercano al 97%, como puede apreciarse en la Figura 8 para bajas potencias y en la Figura 9 para potencias superiores. Actualmente las máquinas síncronas y asíncronas (o de inducción) están alcanzadas por la misma regulación de eficiencia por lo que pueden ser directamente comparadas en su rendimiento por los usuarios.¹⁵

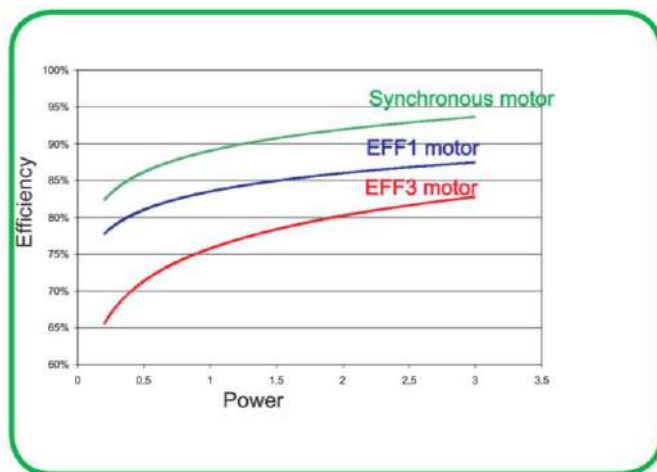


Figura 8: Comparación entre eficiencia de motores síncronos con clases de eficiencia de motores de inducción, potencia nominal en [kW]¹³

¹² Ver (Ugale et al, 2014) en anexo bibliográfico digital.

¹³ Ver (Perrat, 2010) en anexo bibliográfico digital.

¹⁴ Ver (Weg, s.a.) en anexo bibliográfico digital.

¹⁵ En Europa, los motores eléctricos de inducción de bajo voltaje y trifásicos se clasificaron según 3 clases de eficiencia:

- EFF1: Alto nivel de eficiencia
- EFF2: Medio nivel de eficiencia
- EFF3: Bajo nivel de eficiencia

Estas clases se basaron en un acuerdo voluntario entre los fabricantes de motores y la Comisión Europea. Sin embargo, otros países han desarrollado sus propios sistemas de clasificación muy diferentes del sistema europeo, por lo que los fabricantes europeos se vieron forzados a desarrollar un estándar mediante la Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC, por sus siglas en inglés). IEC 60034-30:2008 (Rotating electrical machines - Part 30: Efficiency classes of single-speed, three-phase, cage-induction motors) definió 3 nuevas clases de eficiencia para motores eléctricos de inducción, de bajo voltaje, trifásicos en un rango de potencia de 0,75 [kW] hasta 375 [kW]:

- IE1: Eficiencia estándar
- IE2: Alta eficiencia
- IE3: Eficiencia premium

Posteriormente, la norma fue actualizada por IEC 60034-30-1:2014 (Rotating electrical machines - Part 30-1: Efficiency classes of line operated AC motors), estableciendo límites basados en frecuencia, número de polos y potencia del motor, sin hacer distinciones por tecnología del motor, voltaje de alimentación o motores con aislación especial. En ella se añade un nivel adicional de eficiencia, IE4 Super-Premium efficiency (ABB, 2014).

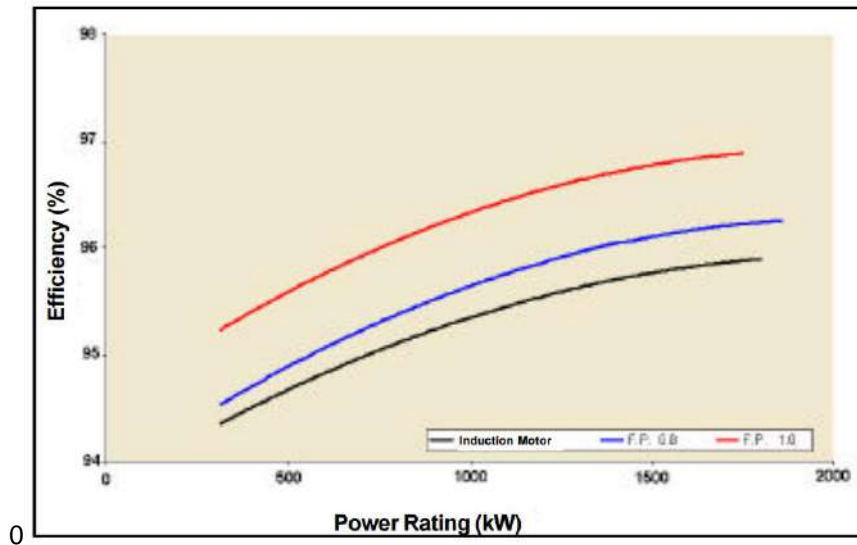


Figura 9. Comparación de la eficiencia de un motor de inducción y motores síncronos con distintos niveles de carga (80% y 100%)¹⁶

3.2 Evolución de los motores de combustión interna

3.2.1 Desarrollo tecnológico de los motores diésel

En las dos últimas décadas, los avances tecnológicos de los motores diésel han tenido dos vertientes. La primera, asociada al hecho que las nuevas regulaciones ambientales han generado nuevas tecnologías en los motores diésel y por otro lado, el hecho que la nueva tecnologías en los motores han permitido avanzar en mayores y más exigentes regulaciones ambientales.

A pesar que los desafíos ambientales en el proceso de combustión del diésel son cada vez mayores, actualmente las empresas establecen políticas de desarrollo para sus motores que incluyen, alto desempeño, durabilidad y confiabilidad, mejoras de eficiencia energética, bajas demandas de mantenimiento, bajos costos iniciales, alta integración entre sistemas, así como bajos niveles de emisión de ruidos y emisiones ambientales.

No obstante lo anterior, una visión global de la evolución tecnológica en los motores diésel incluye desarrollos en el sistema de inyección de combustible, sistemas de alimentación y control de emisiones.

Desarrollo de sistemas de inyección de combustible

La función básica del sistema de inyección de combustible es la sincronización y dosificación del combustible diésel en el motor. Sin embargo, una de las variables fundamentales para minimizar el contenido de hollín y carbono fijo de los motores diésel es la presión de inyección del combustible. Inicialmente, la cantidad de combustible inyectado y el ángulo de inyección donde comenzaba esta ha sido el control de manera mecánica. Sin embargo, desde los años 1927 Bosch utilizó bombas en línea de inyección. (Bosch, 2016)¹⁷ Posteriormente, y con el objetivo de permitir mejores niveles de

¹⁶ Ver (Weg, s.a.) en anexo bibliográfico digital.

¹⁷ Ver (Bosch, 2016) en anexo bibliográfico digital.

atomización del combustible, en el año 1961 comienzan a utilizarse bombas inyectoras distribuidoras de pistón axial. Asimismo, a partir del año 1986 Bosch desarrolla la primera bomba inyectora de pistón axial con regulación electrónica.¹⁸

En materias de sistemas de inyección, el último gran avance corresponde a la incorporación de inyección directa normalmente especificada como *common rail* que, a pesar que fue conceptualizado en los años 60, solo entre 1995 – 1997 fue introducida en los respectivos motores diésel. En estos sistemas, una bomba genera la presión necesaria en el combustible independientemente del ciclo de inyección. Esta presión se mantiene prácticamente constante durante el proceso de inyección de manera que los beneficios ambientales de una inyección directa corresponden a una reducción del ruido de la combustión, reducción de los NOx además de las emisiones de partículas.



Figura 10: Sistema de inyección diésel Common Rail¹⁹

Desarrollo de sistemas de alimentación del aire

Entre la década de 1950 y la de 1980, el tipo de aspiración del aire en los motores diésel era exclusivamente de aspiración natural. Esto, en la práctica, permitía que el aire disponible para realizar la combustión ingresara a la cámara de combustión con leves presiones bajo la atmosférica. Sin embargo esta tecnología, dependiendo los niveles de presión atmosférica o la altura donde se desempeñaba el motor, producía una pérdida de potencia nominal considerable por causa de la menor densidad del aire. De esta manera, para compensar la caída de potencia nominal, los motores debían ser sobredimensionados con el respectivo aumento de peso y un aumento del consumo de combustible.

A partir de la década de 1980, se introduce la tecnología de sobrealimentación con el consecuente aumento de aire y potencia nominal mecánica. Entre los métodos de sobrealimentación se tiene por accionamiento mecánico o accionamiento centrífugo. En este último caso se tienen los denominados turbocompresores cuya geometría puede ser fija o variable. En la actualidad cada vez más se están utilizando los turbocompresores de geometría variable ya que permiten mejores regulaciones de presión en una gran gama de velocidades del motor. La siguiente figura muestra el caso de un turbocompresor con geometría variable.

¹⁸ Ver (Bosch, s.a) en anexo bibliográfico digital.

¹⁹ Ver (Bosch, 2015) en anexo bibliográfico digital.

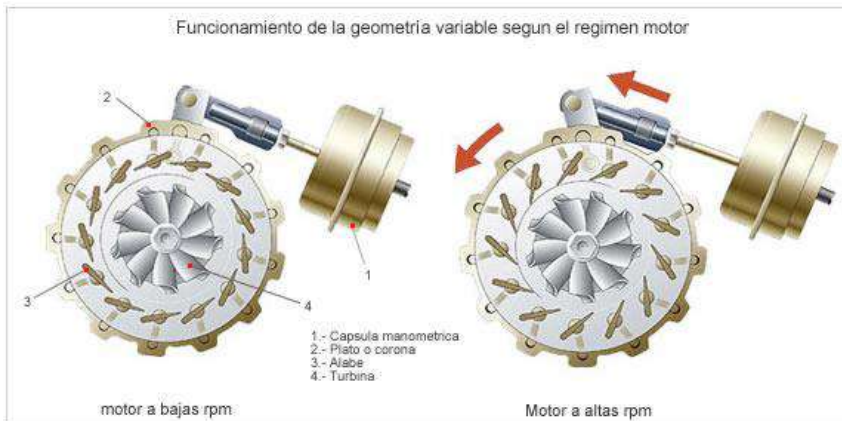


Figura 11: Funcionamiento de turbocompresores de geometría variable²⁰

A pesar que la principal ventaja de un turboalimentador en un motor diésel es el aumento de la potencia nominal, la turboalimentación eleva también el rendimiento de los motores con la respectiva disminución del consumo de combustible. De esta manera, se reducen las emisiones de gases de escape permitiendo satisfacer las normas ambientales vigentes.²¹

Otra tecnología complementaria, que permite mejoras en la eficiencia del motor con alto impacto medioambiental es el diseño e introducción de 4 válvulas por cilindro. La implementación ocurrió en el año 1993 y permite que la inyección de combustible se posicione en el centro de la cámara de combustión permitiendo que la formación de la mezcla aire combustible sea uniforme, reduciendo los niveles de material particulado, formación de hollín y economía de combustible.

Todos los aspectos anteriores indican que el control de los parámetros de combustión en un motor diésel es básico para efectos de mitigación ambiental. Tecnológicamente, la existencia de la unidad de control electrónica es vital, desde que esta recibe información de varios sensores con el objetivo de dosificar y sincronizar la inyección del combustible para diversas velocidades del motor. Entre los tantos sensores se destacan, sensor de presión y temperatura de aceite, presión de combustible, temperatura refrigerante, posición de cigüeñal y eje de leva, presión ambiental, presión y temperatura del múltiple de admisión, velocidad del motor y flujo de aire entre otros.

Tecnologías con impacto ambiental en motores diésel

En relación a las tecnologías que permiten mitigar el impacto ambiental de los motores diésel, estas pueden ser clasificadas como aquellas asociadas a la calidad del combustible y aquellas de postcombustión, las que se describen a continuación.

Mejoras en calidad de combustibles

Una de las primeras medidas para disminuir los altos niveles de SOx en las emisiones de los motores de combustión interna diésel fue reducir los altos contenidos de azufre en el diésel. Las normativas para disminuir los niveles de azufre varían para cada país, sin embargo, se observa que Europa en el año 2005 estableció que los niveles máximos de azufre del diésel debían ser de 50

²⁰ Ver (Motores sobrealimentados) en anexo bibliográfico digital.

²¹ Ver (ABB, 2005) en anexo bibliográfico digital.

ppm y para el año 2009 se estableció 10 [ppm] como máximo. Para el caso específico de Chile, la legislación estableció un límite de 15 [ppm] para el transporte en todo el territorio nacional y 50 [ppm] para industrias a nivel nacional.²²

De acuerdo al trabajo presentado por (Cummins, 2012)²³ el impacto de la reducción de azufre del combustible de 500 [ppm] en el año 1993 hasta los 15 [ppm] el 2006 ha tenido un alto impacto para satisfacer la evolución de la normativa de material particulado conforme es presentada en la siguiente figura.

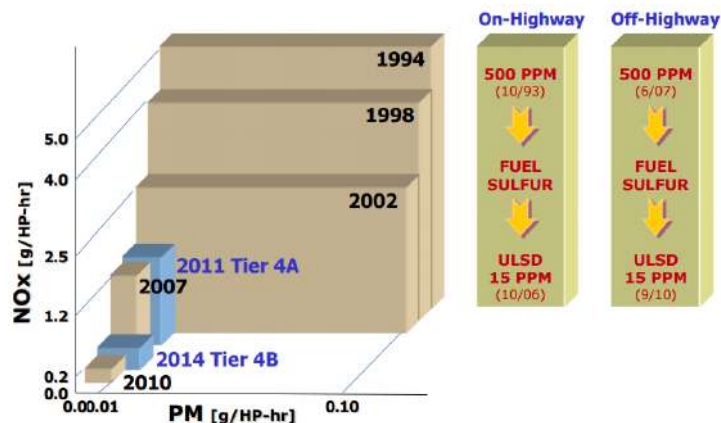


Figura 12: Evolución de emisiones másicas de material particulado y NOx por unidad de potencia nominal en función de los niveles de azufre del combustible, Estados Unidos²³

Tecnologías de tratamiento de gases de combustión

Una visión global de las tecnologías que han tenido impacto de manera directa o indirecta en las emisiones de los motores diésel son las siguientes:

- Sistema Turbo – Intercooler y aumento a cuatro válvulas por cada cilindro
- Sistema de Inyección Electrónica
- Sistema de recirculación de gases EGR.
- Filtro de partículas (DPF) / Oxidación Catalítica²⁴
- Reducción Catalítica Selectiva (SCR)

En la siguiente figura, se observa la evolución tecnológica en función del tiempo.

²² Ver (Diesel Grado B2 - Enap) en anexo bibliográfico electrónico.

²³ Ver (Cummins, 2012) en anexo bibliográfico digital.

²⁴ Ambas tecnologías de mitigación son exclusivas para motores diésel y no se utilizan en centrales termoeléctricas considerando que en estas últimas las magnitudes de los flujos de gases de combustión son mayores a los de los motores de combustión interna.

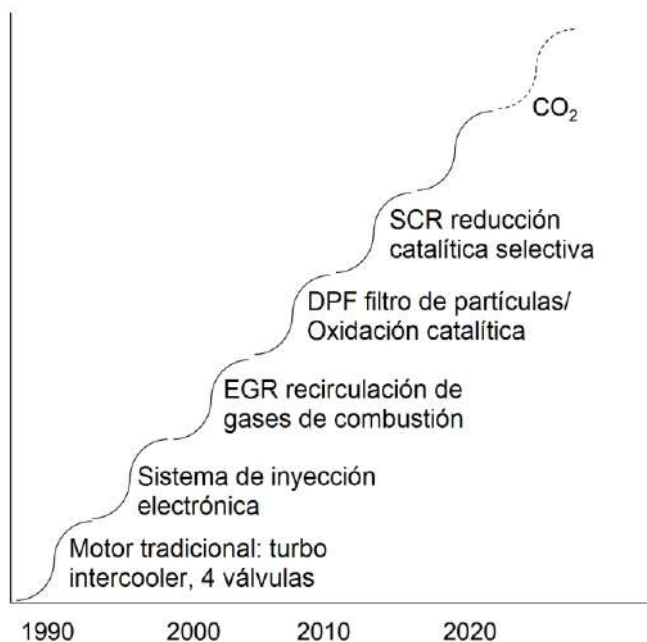


Figura 13: Mejoras en motores diésel²⁵

Una pequeña descripción de cada una de estas tecnologías de tratamiento de gases de combustión es mostrada en la siguiente tabla:

Tecnología de tratamiento de gases	Descripción
EGR: recirculación de gases de combustión	Una válvula denominada EGR y controlada por el sistema electrónico, establece un porcentaje de inyección de gases de combustión al sistema de alimentación de aire con el objetivo de disminuir la temperatura de combustión y de esta manera la generación de NOx térmico.
DPF: filtro de partículas	El filtro es ubicado a la salida de los gases de combustión de manera que las partículas son retenidas en el filtro. Este dispositivo, tiene características regenerativas por lo que ante un aumento de la caída de presión en el filtro el sistema electrónico es capaz de combustionar el carbono generando CO ₂ que sale del sistema.
Oxidación Catalítica	Este dispositivo permite la reducción de monóxido de carbono e hidrocarburos. Funciona a temperaturas mucho menores que los otros catalizadores y reduce más del 90% de monóxido de carbono convirtiendo casi la mitad de los hidrocarburos en CO ₂ y agua.
SCR: reducción catalítica selectiva	Este sistema tiene la misión de abatir los NOx mediante la inyección de un reactivo a los gases de escape tal como la urea. Así, bajo condiciones controladas de oxígeno y temperatura en el catalizador ocurre una reacción cuyos productos son N ₂ molecular y agua.

Tabla 3: Tecnología de tratamiento de gases de motores diésel

De acuerdo a (Cummins, 2012)²⁵, el paso revolucionario más determinante desde el punto de vista ambiental en los motores diésel ocurrió en el año 2007 cuando se introduce la tecnología de oxidación catalítica y el filtro de particulado para el diésel. La siguiente figura pone en evidencia tal afirmación.

²⁵ Ver (Cummins, 2012) en anexo bibliográfico digital.

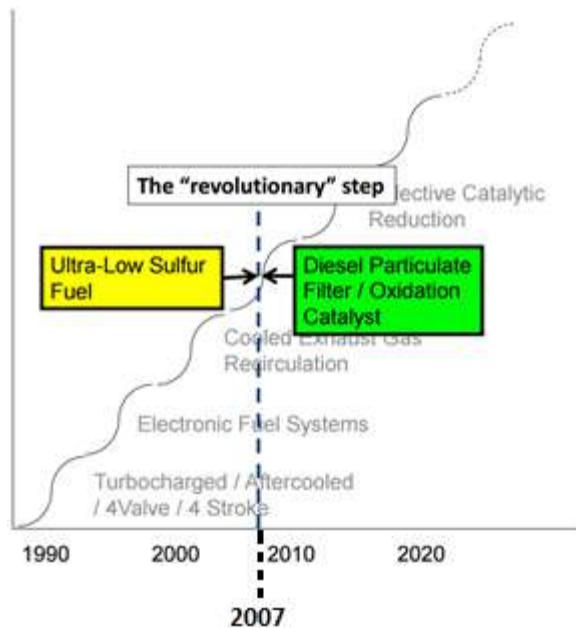


Figura 14: Evolución tecnológica de aspectos ambientales en motores diésel²⁶

La evolución de las tecnologías presentadas, básicamente, corresponde, a motores de combustión interna con ciclo diésel. Sin embargo, los generadores eléctricos, presentan los mismos avances que cualquier motor diésel. La única diferencia que debe tenerse en cuenta es que aquellos motores diésel que son utilizados como fuentes móviles, los niveles de emisión son bastante más elevados que aquellos que se utilizan para generadores eléctricos. La razón fundamental se debe a que el torque generado por estos últimos es constante y trabajan a RPM constante para un determinado del porcentaje de carga nominal, en cambio, los motores diésel utilizados como fuentes móviles constantemente están sometidos a torques variables con niveles de respuesta ambiental muy diferentes.

De esta manera, los factores de emisión y protocolos de ensayos para determinar el impacto ambiental son completamente diferentes para motores estacionarios, utilizados como generadores eléctricos y aquellos utilizados para fines de transporte.

3.2.2 Desarrollo tecnológico de los motores Otto

En general, en lo que a motores se refiere, la evolución tecnológica ha tenido desafíos entre los que destacan, desde un punto de vista energético y ambiental, los siguientes:

- Necesidad de reducción del impacto de los motores de combustión interna en el cambio climático debido a las emisiones de CO₂, N₂O.
- Uso de nuevos combustibles en motores en el marco de la sostenibilidad y seguridad energética.
- Reducción del impacto en la salud debido a la emisión de contaminantes nocivos tales como NOx, partículas, aldehídos, entre otros.

²⁶ Ver (Cummins, 2012) en anexo bibliográfico digital.

- Reducción del consumo de recursos energéticos primarios, particularmente en el contexto de la seguridad de suministro.

Tecnológicamente, se ha observado que la evolución de los motores a gasolina ha seguido los avances de los motores diésel. Específicamente, la sobrealimentación con turbo compresor, y el tipo de inyección directa. Así, en términos generales, el salto técnico fundamental tanto para los motores de ciclo Otto (ignición por chispa) como para los motores Diésel (Ignición por compresión) ha sido el uso de inyección directa. Desde el año 1993, cuando se comienza a sustituir el carburador por la inyección indirecta y posteriormente por la inyección directa, las mejoras de operación y eficiencia energética de los motores son relevantes.

Es importante mencionar que el desarrollo de la combustión directa en motores de chispa data de la década de 1930, cuando comenzó a probarse la tecnología en motores de aviones. Este desarrollo se detuvo después de la Segunda Guerra Mundial y se retomó a fines de la década de 1940.

Existen estudios, como el de (Taylor, 2008)²⁷ que toman como base el año 2002 para cuantificar las mejoras tecnológicas sobre la base de la eficiencia energética y que incide directamente sobre aspectos ambientales. Un resumen de estas mejoras, considerando el consumo medio de energía para ciclos Europeos (New European Driving Cycle, NEDC) y diferentes tipos de combustible se presenta en la siguiente tabla:

Tipo de motor y combustible	Línea base año 2002 (MJ/100 km) ²⁸	Mejora al año 2010 (MJ/100 km)	Mejora (%)
Motores con encendido por chispa, inyección indirecta			
Gasolina	223,5	190	15
Etanol	223,5	190	15
Mezcla gasolina (5%) Etanol (95%)	223,5	190	15
GLP	223,5	190	15
GNC	222,8	187,2	16
Motores con encendido por chispa, inyección directa			
Gasolina	208,8	187,9	10
Etanol	208,8	187,9	10
Mezcla gasolina (5%) Etanol (95%)	208,8	187,9	10
Motores con encendido por compresión, inyección directa (sin DPF)			
Diésel	183,1	172,1	6
Biodiesel	183,1	172,1	6
Mezcla diésel (95%) – biodiesel (5%)	183,1	172,1	6
Diésel sintético	183,1	172,1	6
Motores con encendido por compresión, inyección directa (con DPF)			
Diésel	-	176,7	-
Biodiesel	-	176,7	-
Mezcla diésel (95%) – biodiesel (5%)	-	176,7	-
Diésel sintético	-	176,7	-

Tabla 4: Mejoras en el consumo específico de combustible en motores de encendido por chispa²⁹

²⁷ Ver (Taylor, 2008) en anexo bibliográfico digital.

²⁸ Se refiere al consumo de energía del motor necesario para recorrer 100 [km].

²⁹ Ver (Taylor, 2008) en anexo bibliográfico digital.

Para motores de encendido por chispa con inyección indirecta se ha utilizado la reducción del tamaño de los motores mediante la incorporación de los turbo compresores. Asimismo, con este mismo objetivo se ha utilizado la sincronización de válvulas totalmente variable. Para el caso de inyección directa, se ha buscado mejorar la gestión del proceso de combustión y extender el rango de potencia nominal sobre el cual el motor pueda funcionar en modo de mezcla pobre.

3.2.3 Alternativas de combustible para motores de combustión interna

En lo que respecta al uso de combustibles (Taylor, 2008)²⁹ establece las alternativas de futuro en términos de sustitutos para la gasolina en motores Otto y Diésel para motores de ignición por compresión. La necesidad de buscar combustibles alternativos se sustenta en el agotamiento de las reservas de combustibles convencionales, que pueden empujar al alza tanto los costos de extracción, como el precio de los mismos.

Los nuevos combustibles en desarrollo son bajos en azufre (tienen menos de 10 ppm en peso), lo que mejora la vida y el desempeño del catalizador, lo que indirectamente mejora el consumo de combustible. Algo similar ocurre con el dimetil éter (DME), que tiene una baja propensión a producir hollín, lo que reduce el gasto energético para remover el material particulado de las emisiones. Sobre el hidrógeno, los principales beneficios se cuentan la baja producción de NOx, mientras que entre los inconvenientes para la utilización masiva corresponden a la cadena de distribución, y al sobre peso que generaría a los vehículos su almacenaje a bordo en motores de carretera.

Por otro lado, sustitutos con un octanaje mayor, como el GNC, pueden tener mayores razones de compresión, y por lo tanto, mayores eficiencias.

En la siguiente tabla se presentan las alternativas:

Combustibles sustitutos para la gasolina	Combustibles sustitutos para el diésel
Etanol Mezclas de gasolina /etanol Metil ter-butyl éter (MTBE) ³⁰ y Etil ter-butyl éter (ETBE) GLP u otro Tecnología gas a líquido (TGL) Gas natural comprimido (GNC) y Biogás comprimido (BGC) Hidrógeno	Biodiesel Diésel sintético Fischer-Tropsch ³¹ Dimetil éter (DME) ³²

Tabla 5: Posibles combustibles a usar a futuro en motores

Debe observarse que para una sustitución de combustible debe considerarse aspectos de octanaje, compatibilidad con sistema de lubricación, exigencias de emisiones y de partículas.

3.3 Evolución de las tecnologías de mitigación de ruido

Desde la utilización de los grupo electrógeno, las emisiones de ruido han sido un factor de preocupación tanto para los trabajadores expuestos a esta condición como para la zona urbana donde se ubican dichas instalaciones.

³⁰ Componente de alto octanaje de la gasolina que se retiró en los EE.UU. debido a la preocupación por la contaminación del agua.

³¹ Diésel proveniente de la síntesis Fischer – Tropsch u otro proceso que usa tecnología gas a líquido (TGL) para convertir gas natural es mejor que el petróleo diésel actual con respecto a su alto número de cetano y su nulo contenido de azufre.

³² Es similar al GLP en que es licuado a presión moderada.

En todo grupo electrógeno, el funcionamiento del motor rotativo produce vibraciones y por consiguiente, ruido. En (Cummins, 2007)³³ se identifican algunas de las componentes más relevantes en términos de emisión de ruido:

- **Ruido del motor:** Causado por la combustión principalmente, la intensidad sonora puede alcanzar hasta 121 [dB(A)] a un metro de distancia de la fuente emisora, dependiendo del tamaño del motor.
- **Ruido del alternador:** Causado principalmente por la fricción del aire y las escobillas. La intensidad sonora puede llegar hasta 90 [dB(A)].
- **Ruido del ventilador para sistema de refrigeración:** Causado por la velocidad del viento en su paso por los distintos componentes del grupo electrógeno. El ruido oscila entre 100 y 105 [dB(A)].
- **Ruido de inducción:** Debido a las fluctuaciones de la corriente en el bobinado originan una vibración mecánica, la intensidad sonora de este elemento puede alcanzar hasta 90 [dB(A)] a un metro de distancia.
- **Ruido en el escape del motor:** Usualmente la intensidad sonora de los gases de escape, sin silenciador, alcanza 130 [dB(A)].
- **Ruido de la estructura:** Causado por el conjunto en sí, produce vibraciones mecánicas que se traducen en una fuente de ruido. La intensidad sonora varía dependiendo de la estructura soportante.

El ruido que produce un grupo electrógeno se mide en un “campo libre”, es decir, sin interferencias de inserción producida por objetos entre la fuente emisora y el receptor.

Componentes y estrategias para reducir las emisiones de ruido

La estrategia adoptada para mitigar el ruido, y el nivel de mitigación implementado, dependen mucho del ambiente donde se encuentra el o los generadores operando y de la normativa vigente que sea pertinente al caso. En general existen seis estrategias para controlar el ruido, indicadas en la Figura 15 y expuestas más adelante³⁴.

³³ Ver (Cummins, 2007) en anexo bibliográfico digital.

³⁴ Ver (Bloxsom, 2012) en anexo bibliográfico digital.

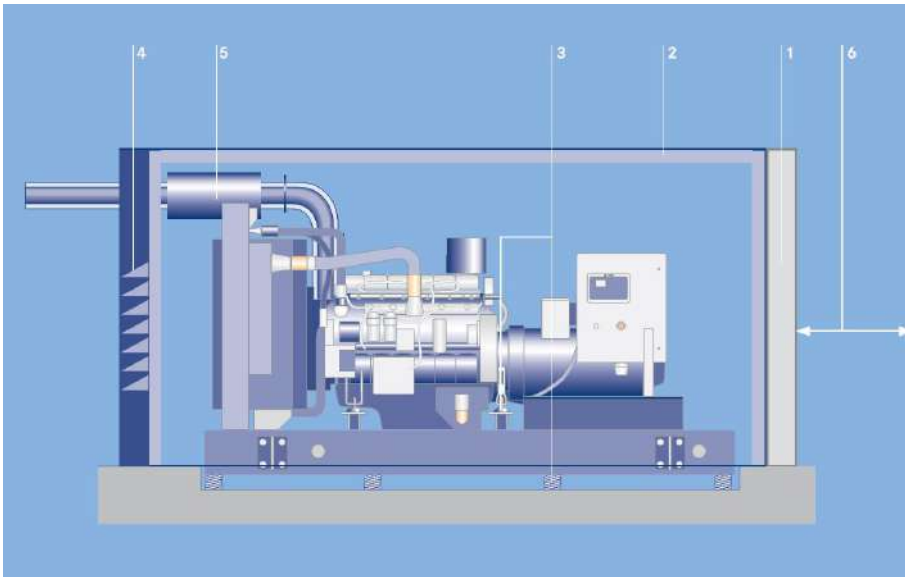


Figura 15: Itemizado de estrategias para control de ruido³⁵

1. **Barrera acústica:** Se puede reducir la transmisión de la energía del sonido mediante la instalación de barreras acústicas de alto peso, como por ejemplo planchas de acero, muros de bloques de hormigón rellenos de arena o muros de hormigón moldeados. Una alternativa de menor costo es utilizar planchas delgadas de acero recubiertas de caucho pesado, un tipo de caucho mezclado con minerales pesados dando como resultado un material denso y por lo tanto con buenas características de absorción acústica, especialmente de bajas frecuencias, pero flexible y delgado. Es importante sellar pasadas de aire en todas las áreas de contacto de la barrera acústica con el piso y con elementos que la traspasan como tubo de escape, conexión eléctrica, alimentación de combustible y las puertas del gabinete.
2. **Aislante acústico:** Se utiliza espuma acústica para controlar ruido de alta frecuencia en sistemas encapsulados al exterior. En sistemas al interior de edificios se utiliza mucho para mitigar ruidos en ductos de aire. El material más comúnmente usado es espuma de poliuretano que además es un elemento retardante de fuego, aunque también puede usarse lana de vidrio.
3. **Aislación de vibraciones:** Las vibraciones del generador se transmiten a todos los sistemas aledaños incluyendo conexiones eléctricas, tubos de alimentación de combustible, sistema de aire, tubo de escape y las fundaciones. Este problema se soluciona con acoples flexibles en todos estos sistemas. Además se puede aislar la vibración de la unidad completa instalando el generador en una loza separada del fundamento de edificios cercanos.

³⁵ Ver (Cummins, 2007) en anexo bibliográfico digital.

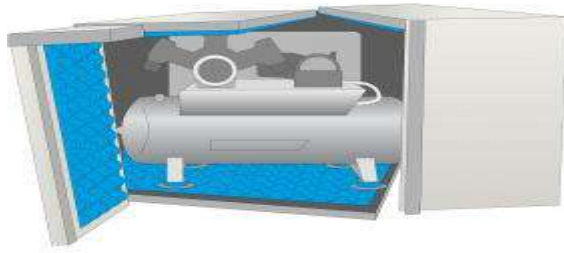


Figura 16: Cámara de aislamiento con espuma de poliuretano para reducción de ruidos aéreos residuales³⁶

4. **Atenuación de aire de refrigeración:** El movimiento de aire de refrigeración entrando al recinto donde se encuentra el generador, produce ruido de alta frecuencia. Este aire es necesario para la operación ya que sin él se podría afectar la eficiencia del sistema o su vida útil. Este ruido de alta frecuencia se puede reducir introduciendo y extrayendo el aire a través de dos codos en 90°. Algunos generadores operan con el principio representado en la figura siguiente.

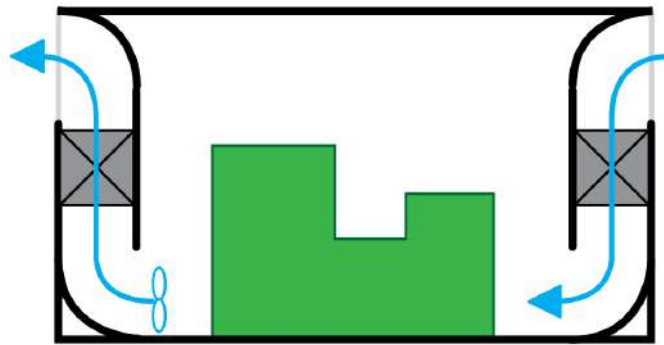


Figura 17: Esquema de entrada y salida de aire pasando por codos en 90°³⁷

Otros sistemas introducen el aire por arriba del generador en el extremo posterior, donde dobla en 90° para pasar sobre el motor y a través del radiador. Luego dobla en 90° hacia arriba para salir por el cielo del encapsamiento en el extremo de adelante, como se observa en la Figura 18. De esta forma se reduce el ruido producido por el flujo de aire, y el ruido que se produzca será dirigido hacia arriba, lejos de las personas o edificios que circunciden el generador.

³⁶ Ver (Cerramiento acústico _ Paulstra-Industry) en anexo bibliográfico digital.

³⁷ Ver (Cummins, 2007) en anexo bibliográfico digital.

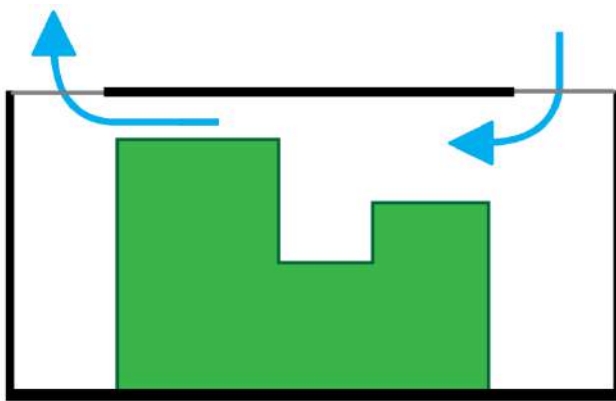
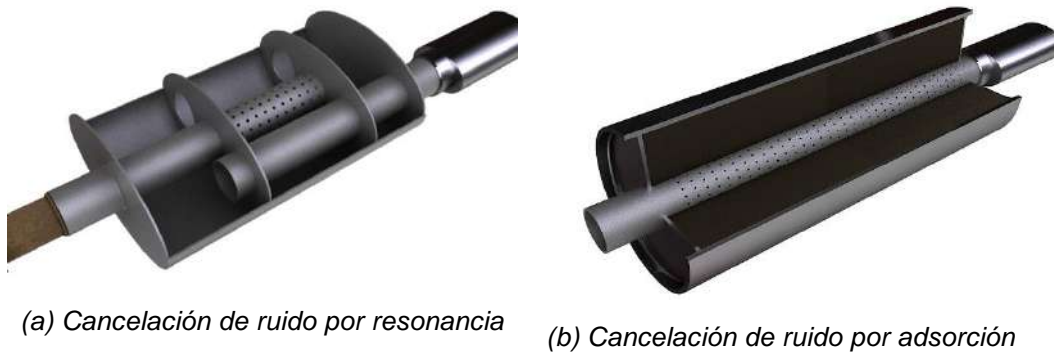


Figura 18: Esquema de entrada y salida de aire de refrigeración con entrada superior³⁸

5. **Silenciador de escape:** El silenciador de escape otorga una mitigación del ruido acorde a las necesidades de cada instalación particular. Para aplicaciones industriales, se suele utilizar un silenciador que disminuya entre 12 y 18 [dB(A)]. Para uso residencial los silenciadores mitigan entre 18 y 25 [dB(A)] y en casos críticos como hospitales, se reduce el ruido hasta en 40 [dB(A)]. En instalaciones al interior con tubos de escape largos, la longitud del tubo también ayuda a mitigar ruido de escape.



(a) Cancelación de ruido por resonancia

(b) Cancelación de ruido por adsorción

Figura 19: Silenciador de escape

6. **Distancia a la fuente sonora:** Quizás la solución más sencilla es alejar la fuente sonora de personas y edificios, ya que la intensidad sonora disminuye con el cuadrado de la distancia. Por lo tanto al instalar un sistema se aconseja alejarlo lo más posible para disminuir su impacto al entorno.

³⁸ Elaboración propia en base a (Cummins, 2007) y (Bloxsom 2012), ambos disponibles en anexo bibliográfico digital.

4. Análisis tendencial de la regulación para grupos electrógenos

A nivel internacional se aprecia un cierto consenso respecto de los métodos de ensayo, inclinándose todas las naciones analizadas en este trabajo por la norma ISO 8178³⁹. En particular, en el caso chileno se ha optado por la observancia de la misma normativa. Como ejemplo puede mencionarse la versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) para la Región Metropolitana de Santiago⁴⁰, que para GE nuevos establecen los límites de emisiones de contaminantes que aplican desde 2019 (Tabla 5, Tabla 6 y Tabla 7) y los que deben observarse desde 2024 (Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10), los que deben ser certificados por el fabricante, sus representantes legales, distribuidores o importadores, observando el método de prueba indicado en la norma ISO 8178-1.

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	CO	HCNM+NOx	MP
		[g/kWh] (g/bhp-h)	[g/kWh] (g/bhp-h)	[g/kWh] (g/bhp-h)
D < 10	P ≥ 560	3,5 (2,6)	6,4 (4,8)	0,2 (0,15)
	130 ≤ P < 560	3,5 (2,6)	4,0 (3,0)	0,2 (0,15)
	75 ≤ P < 130	5,0 (3,7)	4,0 (3,0)	0,3 (0,22)
	37 ≤ P < 75	5,0 (3,7)	4,7 (3,5)	0,4 (0,30)
	19 ≤ P < 37	5,5 (4,1)	7,5 (5,6)	0,6 (0,45)

Tabla 6: Límites máximos de emisión para GE con D < 10 [l] con motor de compresión, a cumplir desde el 1 de enero de 2019 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	CO	HCNM+NOx	MP
		[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]
10 ≤ D < 15	P ≤ 1.400	5,0	6,2	0,14
	P < 1.400	5,0	7,8	0,14
15 ≤ D < 20	P ≤ 1.400	5,0	7,0	0,34
	1.400 < P	5,0	7,8	0,14
20 ≤ D < 30	P < 1.400	5,0	9,8	0,27
	1.400 < P	5,0	7,8	0,14

Tabla 7: Límites máximos de emisión para GE con 10 [l] ≤ D < 30 [l] con motor de compresión, a cumplir el 1 de enero de 2019 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	Velocidad máxima del motor (n) [rpm]	CO	NOx	MP
			[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]
D ≥ 30	Todas	n < 130	No aplica	14,4	0,15 o reducción de un 60% de emisiones
		130 ≤ n < 2.000		44 · n ^{-0,23}	
		n ≥ 2.000		7,7	

³⁹ ISO 8178-1:2006, Reciprocating internal combustion engines — Exhaust emission measurement.

⁴⁰ Corresponde a la versión aprobada por el Consejo, y no a un Decreto de la República.

Tabla 8: Límites máximos de emisión para GE con $D \geq 30$ [l] con motor de compresión, a cumplir el 1 de enero de 2019 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	CO	HCNM	HCNM+NOx	MP
		[g/kWh] (g/bhp-h)	[g/kWh] (g/bhp-h)	[g/kWh] (g/bhp-h)	[g/kWh] (g/bhp-h)
D < 10	$P \geq 560$	3,5 (2,6)	0,19 (0,14)	No aplica	0,03 (0,22)
	$130 \leq P < 560$	3,5 (2,6)	0,19 (0,14)	No aplica	0,02 (0,015)
	$75 \leq P < 130$	5,0 (3,7)	0,19 (0,14)	No aplica	0,02 (0,015)
	$37 \leq P < 75$	5,0 (3,7)	No aplica	4,7 (3,5)	0,03 (0,22)
	$19 \leq P < 37$	5,5 (4,1)	No aplica	4,7 (3,5)	0,03 (0,22)

Tabla 9: Límites máximos de emisión para GE con $D < 10$ [l] con motor de compresión, a cumplir desde el 1 de enero de 2024 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	CO	HCNM+NOx	MP
		[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]
$10 \leq D < 30$	$P \leq 3.700$	5,0	1,8	0,04
	$P > 3.700$	5,0	1,8	0,06

Tabla 10: Límites máximos de emisión para GE con 10 [l] $\leq D < 30$ [l] con motor de compresión, a cumplir el 1 de enero de 2024 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (D) [l]	Potencia nominal neta del motor (P) [kW]	Velocidad máxima del motor (n) [rpm]	CO	NOx	MP
			[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]
D ≥ 30	Todas	$n < 130$	No aplica	3,4	0,15 o reducción de un 60% de emisiones
		$130 \leq n < 2.000$		$9 \cdot n^{-0,20}$	
		$n \geq 2.000$		2,0	

Tabla 11: Límites máximos de emisión para GE con $D \geq 30$ [l] con motor de compresión, a cumplir el 1 de enero de 2019 según versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana

Para GE con $D < 30$ [l], los fabricantes o sus representantes en Chile, distribuidores o importadores deberán acreditar mediante un certificado de origen ante la Superintendencia del Medio Ambiente, que el tipo o familia del GE nuevo cumple con lo exigido en las tablas anteriores correspondientes, de acuerdo al método de prueba en laboratorio ISO 8178-1. Luego para aquellos con $D \geq 30$ [l], el cumplimiento de los límites de emisiones correspondientes, deben acreditarse de acuerdo al método de medición en terreno descrito en el volumen 40 del CFR de la EPA, debiendo informarse los resultados a la Superintendencia del Medio Ambiente.

Complementariamente, la versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA de la Región Metropolitana establece la obligatoriedad de hacer mantenencias para motores de potencia nominal superior a 50 [kW] que deben ser informadas a la Superintendencia del Medio Ambiente 1 vez al año para GE que operen entre 50 y 1.000 [h/año], y 2 veces para aquellos que operan un tiempo mayor.

En términos de ruido en Chile se establecen requerimientos de ensayo en la normativa de seguridad. El protocolo de ensayo PC 115 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), impone la determinación de los niveles de ruido en función de lo establecido en la norma EN 12601:2001, en PC 115-2 la norma EN 12601:2011 y en la Resolución Exenta N°141 de la SEC del

24 de enero de 2012, se indica que se acepta la certificación bajo EN 12601⁴¹ y que se acompaña como antecedentes la Directiva 2006/42/CE⁴².

4.1 Alemania

En (Gamma, 2005) se indica que la normativa alemana TA-Luft de 1986 era utilizada como especificación para la fabricación de GE. Esta normativa fue actualizada el año 2002 y es más exigente en término de emisiones al aire que su antecesora. Esta norma no entrega especificaciones relativas al ruido, como sí lo hace el “Act on the Prevention of Harmful Effects on the Environment Caused by Air Pollution, Noise, Vibration and Similar Phenomena”, por lo que el análisis también se extiende a esta última.

4.1.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

A continuación se describen las normativas establecidas para el control de las emisiones en Alemania.

Instrucciones Técnicas en el Control de la Calidad del Aire (TA Luft) 1986

Ta Luft es la primera norma alemana referente a calidad de aire, y entró en vigencia en 1986. Tiene por objeto regular las emisiones de contaminantes atmosféricos para proteger el bienestar de las personas y del medioambiente. Se aplica desde el diseño, pasando por la operación y hasta la renovación de plantas e instalaciones antiguas y nuevas. Abarca contaminantes atmosféricos emitidos por variados procesos como producción, manipulación y transporte de ripios, vapores de sustancias orgánicas e inorgánicas, hasta emisiones de procesos con gases olorosos.

En el punto 3.3.1.4.1 de la norma es el único lugar que se mencionan motores de combustión interna, específicamente motores de auto ignición. En la siguiente tabla se resumen los límites impuestos por la norma, los cuales se basan en un contenido en volumen de 5% de oxígeno en los gases de escape:

Emisión	Tipo de máquina	Límite [g/kWh] ⁴³ (g/m ³)
MP	Motor de auto ignición	0,16 (0,13)
CO	Motor de auto ignición	0,80 (0,65)
NOx	Motor de auto ignición ≥ 3 [MW]	2,47 (2,0)
	Motor de auto ignición < 3 [MW]	4,93 (4,0)
	Motores de cuatro tiempos	0,62 (0,5)
	Motores de dos tiempos	0,99 (0,8)
SOx	Todos los motores	Según DIN 51603-1 ⁴⁴

Tabla 12: Límites de emisiones para motores en Alemania

⁴¹ EN 12601 Grupos electrógenos accionados por motores alternativos de combustión interna. Seguridad.

⁴² Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas y por la que se modifica la Directiva 95/16/CE (refundición)

⁴³ Considera el factor de conversión del diésel.

⁴⁴ DIN 51603-1 - Liquid fuels - Fuel oils - Part 1: Fuel oil EL, minimum requirements.

La norma explicita que no se limitan las emisiones de NOx en generadores que sean usados exclusivamente para emergencias, ni a ningún otro motor que sea usado para servicios de emergencia.

En el punto 3.2.2.1, Ta Luft 1986 dice que de poder demostrarse que el equipo no pasa los límites de emisiones antes de entrar en operación, no es necesario hacer mediciones. De lo contrario, según punto 3.2.2.3, se deben hacer las mediciones pertinentes usando los métodos de medición de emisiones correspondientes según el estado del arte. Ya que la norma habla sobre instalaciones, no productos, no menciona comercialización o la necesidad de estar conforme a la norma antes de salir al mercado. Sin embargo, el punto 2.2.1.1 declara que si alguno de los contaminantes pasa el límite normado en no más de 1%, y la planta o instalación, en no más de 6 meses, debe reducir las emisiones mediante el cierre de la planta, o la implementación de medidas de mitigación, entonces puede continuar operando por esos 6 meses esperando que se apliquen las medidas planificadas.

Instrucciones Técnicas en el Control de la Calidad del Aire (TA Luft) 2002

En TA Luft 2002 se establecen imposiciones distintas para motores de combustión interna y para instalaciones de producción de energía, que se diferencian según el combustible utilizado y la potencia térmica. Las imposiciones para motores estacionarios de combustión interna se muestran a continuación.

Motores estacionarios de combustión interna

En el apartado 5.4.1.4 se establecen los límites de emisiones que deben cumplirse por los motores de combustión interna estacionarios. Se considera un contenido de oxígeno del 5% en los gases de escape. Los límites de emisiones establecidos por contaminante se muestran en la tabla siguiente⁴⁵:

Contaminante	Tipo de motor	Límite [g/kWh] (g/m ³)
Polvo total	De compresión, operados con combustibles líquidos	0,025 (0,02)
	De combustión interna exclusivamente diseñados para emergencias u operados hasta 300 horas al año durante periodos de punta ⁴⁶	0,099 (0,08)
Monóxido de carbono	De compresión y encendido por chispa operados con combustibles líquidos De compresión (de reacción) y de encendido por chispa operados con combustible gaseoso a excepción de biogás, gas de aguas residuales o de mina ⁴⁷	0,39 (0,3)
	De encendido por chispa operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal de 3 [MW] o más	0,79 (0,65)
	De encendido por chispa operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal menor a 3 [MW]	1,21 (1,0)
	De encendido por chispa operados con gas de mina	0,79 (0,65)
	De reacción operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal de 3 [MW] o más	0,79 (0,65)
	De reacción operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal menor a 3 [MW]	2,42 (2,0)

⁴⁵ Considera los factores de conversión dependiendo del tipo de combustible: diésel, gasolina o gas natural, los que se calculan e indican en el ANEXO 3: Metodología de cambio de unidades de medida de emisiones.

⁴⁶ Por ejemplo, para generación de electricidad, suministro de agua o gas.

⁴⁷ Considera el factor de conversión del diésel. El límite de emisión para gasolina sería de 0,37 [g/m³] y el de gas natural 0,365 [g/m³].

Contaminante	Tipo de motor	Límite [g/kWh] (g/m ³)
	De combustión interna diseñados para operación en emergencia u operados hasta 300 horas por año durante periodos de punta	No aplica
Óxidos de nitrógeno	De compresión, operados con combustibles líquidos con un potencia térmica nominal de 3 [MW] o más	0,62 (0,50)
	De compresión, operados con combustibles líquidos con un potencia térmica nominal menor a 3 [MW]	1,23 (1,0)
	De reacción operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal de 3 [MW] o más	0,61 (0,50)
	De reacción operados con biogás o gas de aguas residuales, con potencia térmica nominal menor a 3 [MW]	1,22 (1,0)
	De mezcla pobre y otros Otto de 4 tiempos operados con biogás o gas de aguas residuales	0,61 (0,50)
	De reacción y de mezcla pobre operados con otros combustibles gaseosos	0,61 (0,50)
	Otros Otto de 4 tiempos	0,30 (0,25)
	De 2 tiempos	0,97 (0,80)
	De combustión interna diseñados para operación en emergencia u operados hasta 300 horas por año durante periodos de punta	No aplica
Óxidos de azufre (SO₂ y SO₃)	Se entregan límites al contenido de azufre en los combustibles líquidos y no para las emisiones	
	Uso de gas líquido	0,0061 (0,005)
	Uso de gases de la red pública	0,012 (0,010)
	Uso de gas de coquería o refinería	0,061 (0,050)
	Uso de gas de aguas residuales o biogás	0,42 (0,35)
	Otros combustibles ⁴⁸	0,042 (0,035)
Substancias orgánicas	Formaldehido	0,073 (0,060)

Tabla 13: Límites de emisiones establecidos para motores estacionarios de combustión interna, establecidos por TA Luft 2002, apartado 5.4.1.4, Alemania

4.1.2 Ruido

Para la disminución del ruido ambiental, se cuenta con el Acta de Control Federal de Inmisiones (BImSchG), que reconoce que sus disposiciones podrían variar según la evolución de la normativa europea.

Complementariamente, basado en BImSchG se encuentran las Instrucciones Técnicas en Abatimiento de Ruido (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA-Lärm).

TA-Lärm entrega restricciones para las emisiones de ruido según el uso de un terreno (industrial, comercial, entre otros), como se muestra en la Tabla 13. Además, TA Lärm establece que la ISO 8297:1994⁴⁹ debe utilizarse para determinar el ruido ambiental que afecta al ambiente.

En lo que se relaciona a artefactos que incluyen motores de combustión interna, no se cuentan con exigencias especiales para grupos electrógenos además de las dadas por las normativas de la Comunidad Europea.

⁴⁸ Se excluyen de esta categoría: gas de aceite mineral usado en la producción de vapor durante las medidas terciarias en la minería del aceite mineral, gases combustibles comúnmente usados en plantas de hierro, acero y coque.

⁴⁹ ISO 8297:1994 - Acoustics - Determination of sound power levels of multisource industrial plants for evaluation of sound pressure levels in the environment -- Engineering method.

Tipo de área	En el día [dB(A)]	En la noche [dB(A)]
Industrial	70	70
Comercial	65	50
Centros, aldeas y zonas mixtas	60	45
Residenciales generales, pequeños urbanizaciones	55	40
Puramente residenciales	50	35
Spa, hospitales y casas de reposo	45	35

Tabla 14: Ruido permitido por áreas TA-Lärm apartado 6.1, Alemania

4.1.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

En TA Luft 2002 se especifican los artefactos y /o equipos que funcionan a través de combustión de una serie de combustibles, que deben acreditar el cumplimiento de ciertos niveles de emisiones durante la operación. A modo de ejemplo se puede mencionar que para “*instalaciones de generación de electricidad, vapor, agua caliente, calor de procesos o gas caliente de desecho en instalaciones de combustión (...)*”⁵⁰ se obliga a una medición continua para hornos individuales de entre 5 y 25 [MW], además de imponer que las instalaciones existentes deben cumplir con las disposiciones relativas al polvo total e incorporar equipos para la medición continua del contaminante mencionado.

Para el caso específico de motores estacionarios de combustión interna, no se establecen obligaciones para la medición durante la operación, ni para el cumplimiento de las imposiciones establecidas para la medición continua.

Es importante destacar que, según TA Luft indica que mediciones puntuales deben realizarse en instalaciones⁵¹, cuando se lleven a cabo modificaciones sustanciales o nueva construcción. Estas mediciones deben ser realizadas con posterioridad a la implementación del proyecto y entre 3 y 6 meses posteriores a la puesta en marcha, y luego de 3 o 5 años, según el tipo de instalación⁵². Se eximen de esta obligación las instalaciones que están sometidas a la obligación de realizar un monitoreo continuo.

Sobre el monitoreo continuo, se impone para instalaciones que emiten contaminantes cancerígenos. Para aquellas cuya emisión de material particulado en masa esté entre 1 y 3 [kg/h] deberán estar equipados con instrumentos de medición en sus fuentes pertinentes, que son capaces de monitorear continuamente el funcionamiento de la instalación de depuración de gases de escape y los límites de emisión establecidos (instrumentos de medición cualitativos). Por su parte, aquellos con emisiones de material particulado superiores a 3 [kg/h] deben estar equipados con instrumentos de medición que sean capaces de determinar continuamente la concentración en masa del material particulado. Estos requerimientos y otros en la misma línea se entregan en el apartado 5.3.3.2 de TA Luft 2002.

⁵⁰ TA Luft 2002, apartado 5.4.1.3.

⁵¹ Según la Directiva 96/61/CE de 24 de septiembre de 1996 relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación, como *Instalaciones de combustión* se encuentran las siguientes: Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW; Refinerías de petróleo y de gas; Coquerías; Instalaciones de gasificación y licuefacción de carbón.

⁵² Las instalaciones cuyas emisiones están limitadas como flujo másico, deben volver a medir luego de 5 años, el resto, luego de 3.

Respecto de los requerimientos para instalaciones que pueden alcanzar a grupos electrógenos (instalaciones para la generación de electricidad), en TA Luft 2002 se establecen imposiciones distintas para motores de combustión interna y para instalaciones de producción de energía, que se diferencian según el combustible utilizado y la potencia térmica. Ambas se muestran a continuación.

Instalaciones para la generación de electricidad con una potencia térmica nominal inferior a 50 MW

En TA Luft 2002, capítulo 5.4.1.2.3, para instalaciones de generación de electricidad que usan combustibles gaseosos (gas de refinería, gas de síntesis, gas de petróleo, gas de aguas residuales, biogás, gas líquido, gas natural no tratado, gas de la red pública de suministro, hidrógeno), se establecen los límites de emisiones referidas a un contenido en volumen del oxígeno del 3%, que se muestran en la tabla siguiente:

Contaminante	Tipo de instalación	Límite [g/kWh] ⁵³ (g/m ³)
Polvo total	Usa gas de la red pública de suministro, hidrógeno, gas de aguas residuales, biogás, gas líquido	0,0054 (0,005)
	Usa otros gases	0,0108 (0,010)
Monóxido de carbono	Usa gas de la red pública de suministro	0,054 (0,05)
	Usa otros gases	0,087 (0,08)
Óxidos de nitrógeno, indicados como NO₂	Usa gases distintos al de la red pública, a excepción de gases que contienen compuestos de nitrógeno	0,217 (0,20)
	Usa gases de proceso que tienen compuestos de hidrógeno	Emisiones deben ser reducidas usando técnicas según el estado del arte ⁵⁴
Óxidos de azufre (SO₂ y SO₃)	Usa de gas líquido	0,0054 (0,005)
	Usa gas de la red pública de suministro	0,0108 (0,01)
	Usa gas de aguas residuales o biogás	0,379 (0,35)
	Usa otros combustibles ⁵⁵	0,038 (0,035)

Tabla 15: Límites de emisiones establecidos para instalaciones de combustión de menos de 50 [MW], establecidos por TA Luft 2002, apartado 5.4.1.2.3, Alemania

Es importante destacar que no se entregan imposiciones para instalaciones existentes, ni para el monitoreo continuo de emisiones, como sí se realiza para instalaciones que utilizan combustibles sólidos.

4.2 Suiza

A continuación, se presenta el estado regulatorio actual, en lo que a ruido y emisiones de gases y partículas contaminantes se refiere.

⁵³ Considera el factor de conversión del gas natural.

⁵⁴ Documento de referencia acerca de las mejores tecnologías disponibles de la Comisión Europea.

⁵⁵ Se entregan exigencias para gas de hornos de coque, gas de aceite minera para la producción de vapor en minería del aceite mineral, combustibles gaseosos para hornos en plantas de acero y coque, que no se muestran en la tabla dado que están fuera del alcance del estudio.

4.2.1 Emisiones

En (CONAMA, 2005)⁵⁶ se indica que imposiciones para motores de combustión interna estacionarios, las que se resumen en la tabla siguiente.

Contaminante	Al 2005, según (CONAMA, 2005) Límite de emisiones [g/kWh] ⁵⁷ (g/m ³)
Sólidos	0,047 (0,05)
NO _x	0,38 (0,40) (operando con combustible gaseoso especificados en la normativa ⁵⁸)
	0,23 (0,25) (resto de los combustibles)
CO	0,61 (0,65)
SO _x	Sin imposiciones

Tabla 16: Límites de emisiones permitidos en Suiza para motores cuya potencia térmica no exceda los 100 [kW]

Es importante señalar que los límites de la tabla anterior, vigentes al 2005, se aplican para motores de generadores de emergencia que son operados por más de 50 horas, dado que aquellos que operan menos de 50 horas están exceptuados de cumplir con los mencionados límites, pudiendo la autoridad establecer otros específicos.

La normativa actual de control de emisiones al aire, corresponde a **Ordinance on Air Pollution Control 814.318.142.1 (OAPC, 2016)**⁵⁹, donde no se hace referencia a algún tipo de combustible, por lo que se entiende que aplica a todos. Complementariamente, es relevante explicitar que la norma no hace referencia a productos como tal, sino más bien sistemas nuevos o antiguos, y se establece que deben ser medidos dentro de un año después de su puesta en marcha, idealmente dentro de tres meses luego del inicio de la operación, y posteriormente cada dos años se debe volver a medir para corroborar que no pase los límites establecidos.

Se especifica en la norma, además, que toda planta o sistema nuevo debe venir equipado y debe ser operado para lograr los límites de emisiones que se imponen. Además si una planta o un sistema no cumplen con los requisitos, se debe elaborar un plan de reducción de emisiones.

Finalmente, los límites de emisiones son los que se describen a continuación.

Material particulado

En la sección 823 se establece el límite de emisión de material particulado para motores de combustión interna estacionarios en **0,0094 [g/kWh] (0,01 [g/m³])**. Sin embargo según sección 827 los generadores de **emergencia**, que operen como máximo 50 horas al año, tienen un límite especial de emisión de **0,047 [g/kWh] (0,05 [g/m³])**.

⁵⁶ Ver capítulo 2, análisis de la normativa internacional de grupos electrógenos.

⁵⁷ Considera el factor de conversión del diésel.

⁵⁸ Se establece que los motores que operen con combustibles gaseosos enunciados en el Anexo 5, n°41, letras d) gases similares al gas natural, gas de petróleo o gas de carbón, tales como el biogás proveniente de agricultura o tratamiento de aguas residuales, e) gases de vertedero, siempre que el contenido total de compuestos de cloro y flúor inorgánicos y orgánicos, expresado como cloruro de hidrógeno y fluoruro de hidrógeno, no exceda los 0,046 [g/kWh].

⁵⁹ Ver artículo 4, sección 82 de (Ordenanza Suiza)

NOx y CO

En la sección 824 se detallan los límites de emisiones de NOx y CO. Existen nueve combinaciones posibles de tipo de combustible y potencia nominal para designar el límite de emisiones de óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono.

Características del motor	Emisiones permitidas [g/kWh] (g/m ³)		
	Potencia nominal hasta 100 [kW]	Potencia nominal entre 100 [kW] y 1 [MW]	Potencia nominal sobre 1 [MW]
Operando con combustible gaseoso (según anexo 5 n°41) ^{*60}	0,271 (0,25)	0,162 (0,15)	0,108 (0,10)
Operando mínimo 80% del total anual con combustible gaseoso (según anexo 5 n°41 letras d) y e)) ^{**60}	0,433 (0,40)	0,271 (0,25)	0,108 (0,10)
Operando con combustibles líquidos ⁶¹	0,375 (0,40)	0,235 (0,25)	0,235 (0,25)

Tabla 17: Emisiones permitidas de NOx en Suiza

Características del motor	Emisiones permitidas [g/kWh] (g/m ³)		
	Potencia nominal hasta 100 [kW]	Potencia nominal entre 100 [kW] y 1 [MW]	Potencia nominal sobre 1 [MW]
Operando con combustible gaseoso (según anexo 5 n°41) ^{*60}	0,704 (0,65)	0,325 (0,30)	0,325 (0,30)
Operando mínimo 80% del total anual con combustible gaseoso (según anexo 5 n°41 letras d) y e)) ^{**60}	1,407 (1,30)	0,704 (0,65)	0,325 (0,30)
Operando con combustibles líquidos ⁶¹	0,610 (0,65)	0,281 (0,30)	0,281 (0,30)

Tabla 18: Emisiones permitidas de CO en Suiza

** Combustibles gaseosos, definición según anexo 5 n°41: gas natural, gas de petróleo, gas de carbón distribuidos por redes de gas, gas licuado compuesto por gas propano y/o butano, gas hidrógeno y gases similares tales como el biogás proveniente de agricultura o tratamiento de aguas residuales, o gases de vertedero, siempre que el contenido total de compuestos de cloro y flúor inorgánicos y orgánicos, expresado como cloruro de hidrógeno y fluoruro de hidrógeno, no exceda los 0,054 [g/kWh] (0,05 [g/m³]).*

*** Combustibles gaseosos, definición según anexo 5 n°41 letras d) y e): gases similares al gas natural, gas de petróleo o gas de carbón, tales como el biogás proveniente de agricultura o tratamiento de aguas residuales o gases de vertedero, siempre que el contenido total de compuestos de cloro y flúor inorgánicos y orgánicos, expresado como cloruro de hidrógeno y fluoruro de hidrógeno, no exceda los 0,054 [g/kWh] (0,05 [g/m³]).*

4.2.2 Ruido

En Suiza existen dos normas que regulan las emisiones de ruido. Estas son la Norma Suiza n° 814.41 que busca salvaguardar al público de ruidos molestos y dañinos, y la n° 814.412.2 que regula los límites de emisión de ruido de aparatos y maquinaria no estacionaria, incluyendo generadores eléctricos específicamente.

⁶⁰ Se considera el factor de conversión del gas natural.

⁶¹ Se considera el factor de conversión del diésel.

La norma 814.41 fue primero publicada en diciembre de 1986 y su última versión es del 1 de enero de 2016. La norma 814.412.2 entró en vigencia en mayo del 2007 y no ha sido modificada desde entonces.

Norma 814.41

Esta norma se preocupa de impedir la contaminación acústica en forma de ruidos molestos o dañinos mediante la **limitación de ruido que se escucha fuera de una cierta propiedad** o recinto. Es decir, cubre el efecto de operaciones en propiedades aledañas, pero no el efecto del ruido dentro de una misma propiedad. Por lo tanto recintos industriales no son regidos por esta norma, a no ser que el ruido producido tenga un impacto fuera de sus límites.

La norma distingue cuatro zonas que categoriza según sensibilidad:

- I. *Zona 1:* zonas de esparcimiento,
- II. *Zona 2:* zonas residenciales,
- III. *Zona 3:* zonas mixtas en parte residenciales, en parte industriales, también zonas agrícolas, y
- IV. *Zona 4:* zonas industriales.

Para cada caso, dependiendo de la zona que rodea a la fuente emisora, se imponen diferentes límites.

Además se diferencian tres tipos de límite, y para cada uno de estos, el límite para la noche y para el día. Los tipos de límite son:

- I. *Límite de planificación:* es aquel al cual deben diseñar y construirse las nuevas instalaciones
- II. *Límite de impacto:* define el ruido máximo tolerable para una instalación actual
- III. *Límite de alarma:* sobre este límite, se deben tomar medidas de aislación acústica

La norma especifica límites de ruido para tráfico de vehículos, trenes, aeródromos entre otros. A continuación en la tabla siguiente se exponen los límites legales para instalaciones industriales.

Tipo de zona	Límite de planificación en [dB(A)]		Límite de impacto en [dB(A)]		Límite de alarma en [dB(A)]	
	Día	Noche	Día	Noche	Día	Noche
Zona 1	50	40	55	45	65	60
Zona 2	55	45	60	50	70	65
Zona 3	60	50	65	55	70	65
Zona 4	65	55	70	60	75	70

Tabla 19: Límites de emisión de ruido de un sector industrial según norma suiza 814.41

Norma 814.412.2

Esta norma rige la emisión de ruido de máquinas particulares según su uso. Son afectas a la norma aquellas máquinas que entran en circulación, incluyendo generadores eléctricos de menos de 400 [kW] de potencia eléctrica. La norma explícitamente indica que no son afectos a ella generadores de más de 400 [kW] de potencia eléctrica.

En la Tabla 19 se muestran los límites permitidos para generación de ruido de grupos electrógenos en la norma suiza 814.412.2.

Potencia nominal (P_{el}) [kW]	Límite de ruido en [dB]
$P_{el} \leq 2$	$95 + \log P_{el}$
$2 < P_{el} \leq 10$	$96 + \log P_{el}$
$P_{el} > 10$	$95 + \log P_{el}$

Tabla 20: Límites de emisión de ruido de grupos electrógenos hasta 400 kW

Es importante mencionar que en la normativa se indica que los ensayos para la determinación del ruido deben realizarse en consistencia con las normas el ISO 3744 y 3746.

4.3 Estados Unidos

El Acta de Aire Limpio (Clean Air Act) contiene la regulación para la emisión de contaminantes al aire. En 1979, la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency, EPA) propuso estándares para motores diésel estacionarios, pero el establecimiento de límites para las emisiones no se concretó hasta que una ONG demandó exigiendo el establecimiento de una norma para estas fuentes. Así, en junio de 2006 la EPA promulgó la regulación de las emisiones de motores diésel estacionarios, basado en estándares para motores fuera de ruta, es decir, Tier 1 a Tier 4. (Geasur, 2010)

La regulación fue publicada en el Code of Federal Regulations (CFR), Título 40, parte 60. Por su parte, en el mismo título 40, la subcapítulo G entrega disposiciones relativas a programas de abatimiento de ruido.

4.3.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

La regulación para grupos electrógenos es realizada a través del establecimiento de estándares para motores de combustión interna no de carretera. Esta se encuentra en el Código de Regulaciones Federales, Título 40, Parte 60, subparte JJJJ para los motores de encendido por chispa y subparte IIII para motores de encendido por compresión. A continuación se describe la normativa de manera separada.

En el contexto de la normativa estadounidense la definición de la **potencia nominal máxima del motor corresponde al punto máximo de frenado en la curva de potencia nominal**.

Regulación para motores de encendido por chispa

Los motores de combustión interna de encendido por chispa tienen 7 clases, las cuales tienen distintos requerimientos normativos. La definición de las clases se muestra en la tabla siguiente:

Clase de desplazamiento	Descripción
I-A	Motores de equipos no portátiles con un desplazamiento menor a 66 [cc].
I-B	Motores de equipos no portátiles con un desplazamiento mayor o igual a 66 [cc] pero menor a 100 [cc] de desplazamiento
I	Motores de equipos no portátiles con un desplazamiento mayor o igual a 100 [cc] pero menor a 225 [cc] de desplazamiento
II	Motores de equipos no portátiles con un desplazamiento mayor o igual a 225 [cc].
III	Motores de equipos portátiles con un desplazamiento menor a 20 [cc].
IV	Motores de equipos portátiles con un desplazamiento mayor o igual a 20 [cc] pero menor a 50 [cc] de desplazamiento

Clase de desplazamiento	Descripción
V	Motores de equipos portátiles con un desplazamiento mayor o igual a 50 [cc].

Tabla 21: Clases de motores de combustión interna en Estados Unidos⁶²

Los fabricantes de motores de combustión interna (MCI) de encendido por chispa, deben certificar sus motores fabricados desde el 1 de julio de 2008, que tengan una **potencia nominal menor o igual a 19 [kW]** (25 [HP]), según los requerimientos del título 40, parte 90.103 del CFR, los que se muestran a continuación:

Clase de desplazamiento	HC + NO _x [g/kWh]	HC [g/kWh]	CO [g/kWh]	NO _x [g/kWh]
I	16,1	-	519	-
II	13,4	-	519	-
III	-	295	805	5,36
IV	-	241	805	5,36
V	-	161	603	5,36

Tabla 22: Fase 1 del estándar de emisiones de gases de escape, Estados Unidos⁶³

Clase de motor	HC + NO _x [g/kWh]	HCNM + NO _x [g/kWh]	CO [g/kWh]	Fecha efectiva
I	16,1	14,8	610	1-08-2007; además, cualquier familia de motores clase I producida inicialmente el o después del 1-08-2003 debe cumplir con la Fase II antes de ser comercializadas.
I-A	50		610	Año de fabricación de 2001
I-B	40	37	610	Año de fabricación de 2001

Tabla 23: Fase 2 del estándar de emisiones de gases de escape en Estados Unidos⁶³

Clase de motor	Requerimientos de emisión [g/kWh]	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 y después
II	HC +NO _x	18	16,6	15	13,6	12,1	12,1	12,1
	HCNM + NO _x	16,7	15,3	14	12,7	11,3	11,3	11,3
	CO	610	610	610	610	610	610	610
III	HC +NO _x	-	238	175	113	50	50	50
	CO	-	805	805	805	805	805	805
IV	HC +NO _x	-	196	148	99	50	50	50
	CO	-	805	805	805	805	805	805
V	HC +NO _x	-	-	-	143	119	96	72
	CO	-	-	-	603	603	603	603

Tabla 24: Requerimientos de emisiones, Fase 2 en Estados Unidos⁶³

Para motores con una **potencia nominal superior a 19 [kW]**, el Tier 1 aplica solo para ensayos de estado estacionario, mientras que Tier 2 aplica para transiente, estado estacionario y ensayos en operación.

Es importante destacar que como **ensayo en operación** se entiende aquel que se desarrolla fuera del laboratorio, para familias de motores, con condiciones y ciclos de trabajo establecidos por el

⁶² Ver (40 CFR 90.116 - Certification procedure) en anexo bibliográfico digital.

⁶³ Ver (40 CFR 90.103 – Exhaust emission standards) en anexo bibliográfico digital.

regulador, requiriéndose motores que estén en posesión del fabricante o de sus consumidores, operados por al menos la mitad de la vida útil, no mantenidos o usados de manera anormal.

Las exigencias para **transiente**, que deben cumplirse desde 2007, se corresponden con **Tier 2** imponen un límite para las emisiones de HC + NO_x de 2,7 [g/kWh] y 4,4 [g/kWh] para CO, los que aumentan a 130 [g/kWh] para motores de ciclo severo. Es relevante mencionar que los **motores de ciclo severo** son aquellos que debido a su aplicación necesitan ser refrigerados por aire, sí y solo sí, el fabricante puede proporcionar pruebas claras de que la operación del motor lo amerita.⁶⁴

Motores exentos a esta regla (exigencias para transiente) son aquellos con potencia nominals superiores a 560 [kW], o velocidad superior a 3.400 [rpm], o velocidad constante y ciclo severo. Complementariamente, puede certificarse el motor con emisiones que dan cumplimiento a la fórmula siguiente, donde el mayor valor permitido para (HC+NO_x) es 2,7 [g/kWh] y 20,6 [g/kWh] para CO:

$$(HC + NO_x) \cdot CO^{0,784} \leq 8,57 \quad \text{Ecuación 1}$$

Para el caso de **estado estacionario (Tier 1)** para motores con fecha de fabricación entre 2004 y 2006, las imposiciones son:

Ensayo	Estándar general de emisiones [g/kWh]		Estándar alternativo para motores de ciclo severo [g/kWh]	
	HC + NO _x	CO	HC + NO _x	CO
Certificación en la línea de producción	4,0	50,0	4,0	130,0
Ensayo en uso (in situ)	5,4	50,0	5,4	130,0

Tabla 25: Límites de emisiones para motores a bencina, de más de 19 [kW], en Estados Unidos⁶⁵

A partir de 2007, los motores deben cumplir con emisiones que no sobrepasen los 3,8 [g/kWh] de (HC + NO_x) y 6,5 [g/kWh] de CO, los que aumentan a 200 [g/kWh] de CO para motores de ciclo severo. Los **motores que funcionan con gas natural están exceptuados de medir las emisiones de hidrocarburos no metánicos o las emisiones totales de HC**, pudiendo asumirse que este valor es 0.

Complementariamente, es posible aplicar la fórmula siguiente para determinar los límites de emisiones posibles para pruebas de campo, considerando un mínimo de 3,8 [g/kWh] de (HC + NO_x) y 31 [g/kWh] de CO:

$$(HC + NO_x) \cdot CO^{0,791} \leq 16,78 \quad \text{Ecuación 2}$$

Respecto al procedimiento técnico de ensayo, la EPA⁶⁶ especifica que se considera ISO 8178, en lo que se refiere a ciclos de ensayo y equipos.

Luego es necesario clasificar los motores de encendido por chispa según su uso, potencia nominal y el combustible con el cual operan. Existen estándares de emisiones específicas para cada motor, por lo que se ha dispuesto de forma ordenada según el tipo de motor y la situación en la que se evalúa.

⁶⁴ Ver (40 CFR 1048.801 – What definitions apply to this part) en anexo bibliográfico digital.

⁶⁵ Ver (40 CRF 1048.101 – What exhaust emission standards must my engines meet) en anexo bibliográfico digital.

⁶⁶ Ver (EPA, 2005) en anexo bibliográfico digital.

Los límites de emisión de óxido nítrico (NOx), monóxido de carbono (CO) y compuestos volátiles orgánicos (COV) se encuentran en la Tabla 25, donde:

- **Mezcla rica de combustible** es cuando la proporción de aire-combustible en peso es menor a la proporción estequiométrica.
- **Mezcla pobre de combustible** es cuando la proporción no es necesariamente estequiométrica, es decir, posee una relación de aire-combustible mucho más constante. Los motores que han sido fabricados como motores de mezcla rica y han sido modificados previo al 12 de junio de 2006 con una tecnología de control pasivo de emisiones de NOx (como cámaras de pre-combustión) serán considerados como mezcla pobre.

Combustible utilizado	Potencia nominal del motor (P)	Fecha de Fabricación	Estándares de emisiones					
			[g/kWh]			[ppmv] al 15% de O ₂		
			NO _x	CO	CO _V	NO _x	CO	COV
No de emergencia								
GN y GLP de mezcla pobre	75[kW] ≤ P < 373[kW] (100[HP] ≤ P < 500[HP])	01/07/2008	2,68	5,37	1,34	160	540	86
		01/01/2011	1,34	2,68	0,94	82	270	60
GN de mezcla pobre y GLP	373[kW] ≤ P < 1007[kW] (500[HP] ≤ P < 1350[HP])	01/07/2008	2,68	5,37	1,34	160	540	86
		01/07/2010	1,34	2,68	0,94	82	270	60
GN y GLP de mezcla pobre (excepto mezcla pobre para 500 < P < 1.350 [HP])	373[kW] ≤ P (500[HP] ≤ P)	01/07/2007	2,68	5,37	1,34	160	540	86
		01/07/2010	1,34	2,68	0,94	82	270	60
Bencina o mezcla rica de GLP	19 [kW] < P (25 [HP] < P)	01/07/2008	3,80	6,50	-	-	-	-
No utiliza bencina o mezcla rica de GLP	19[kW] < P < 75[kW] (25[HP] < P < 100[HP])	-	3,80	6,50	-	-	-	-
No utiliza bencina y mezcla rica de GLP	75 [kW] ≤ P (100 [HP] ≤ P)	01/07/2008	2,68	5,37	1,34	160	540	86
		01/01/2011	1,34	2,68	0,94	82	270	60
Biogás (excepto mezcla pobre)	373[kW] > P (500[HP] > P)	01/07/2008	4,02	6,70	1,34	220	610	80
		01/01/2011	2,68	6,70	1,34	150	610	80
	373[kW] ≤ P (500[HP] ≤ P)	01/07/2007	4,02	6,70	1,34	220	610	80
		01/07/2010	2,68	6,70	1,34	150	610	80
Biogás (mezcla pobre)	373[kW] ≤ P < 1007[kW] (500[HP] ≤ P < 1350[HP])	01/01/2008	4,02	6,70	1,34	220	610	80
		01/07/2010	2,68	6,70	1,34	150	610	80
Petróleo extraído directamente del pozo	Debido a los altos niveles de azufre en el combustible, se debe hacer una petición para determinar los estándares de emisión, se estudiará caso a caso.							
De emergencia								
Sin especificación	19[kW] < P < 97[kW] (25[HP] < P < 130[HP])	01/01/2009	13,4	518,8	-	-	-	-
	97[kW] ≤ P (130[HP] ≤ P)		2,68	5,37	1,34	160	540	86

Tabla 26: Estándares de emisión para motores de encendido por chispa según potencia nominal y uso⁶⁷

⁶⁷ Todos los datos se extraen de: 40 CFR- Part 60, Subpart JJJJ, Table 1, (ver (40 CFR Part 60, Subpart JJJJ, Table 1) en anexo bibliográfico digital), excepto los datos extraídos de "Motor que utilice bencina o mezcla rica de GLP" y "Motor (Excepto que utilice bencina o mezcla rica de GLP)" que fueron extraídos de: (40 CFR 60.4233 – What emission standards must I meet if I am an owner or operator of a stationary SI internal combustion engine), disponible en el anexo bibliográfico digital.

Complementarios a la Tabla 25, se puede agregar que los operadores o propietarios de un motor no certificado pueden cumplir con los estándares de [g/kWh] o [ppm] al 15% de O₂. Además, es necesario recalcar que los estándares de emisión están en términos de (NO_x + HC) para los siguientes motores:

- Motor que utilice bencina o mezcla rica de GLP con una potencia nominal mayor a 19 [kW].
- Motor (excepto que utilice bencina o mezcla rica de GLP) con una potencia nominal entre 19 [kW] y 75 [kW].
- Motor (excepto que utilice bencina o mezcla rica de GLP) con una potencia nominal mayor o igual a 75 [kW].
- Motores de emergencia con una potencia nominal entre 19 [kW] y 97 [kW].

Resulta relevante mencionar que como **motor de emergencia** clasifica un motor que proporciona energía eléctrica en una situación de emergencia, la que temporalmente no está limitada, pero una vez alcanzadas las 100 horas de funcionamiento es necesario hacer las mantenciones necesarias.⁶⁸ El motor de emergencia también puede operar para cubrir parte de la demanda siempre y cuando lo permita el coordinador de la Corporación de Confiabilidad de Electricidad Norteamericana (NERC, por las siglas de: North American Electric Reliability Corporation) una vez que declare un estado de emergencia nivel 2 en cuanto a energía, cumpliendo hasta un máximo de 50 horas de funcionamiento que serán contadas dentro de las 100 horas que puede operar en caso de emergencia. Este tipo de motor necesita autorización, de la misma entidad anterior, en caso de ser utilizado para beneficios económicos entre empresas.

Regulación para motores fuera de ruta de encendido por compresión

Los motores de encendido por compresión, o motores diésel, tienen un alcance definido por la EPA que incluye entre aquellos no de carretera los siguientes: excavadoras y otros equipos de construcción, tractores utilizados en granjas y otro equipo para la agricultura, grúas horquillas, servicio de equipaje para aeropuertos, y equipos industriales como generadores, bombas y compresores.⁶⁹

Los motores diésel no de carretera fabricados en y a partir del año 2008 son regulados por EPA con un calendario de aplicación que se relaciona a la potencia nominal del motor, como se muestra en la tabla siguiente

Potencia nominal (P) [kW]	Año
P < 19	2008
19 ≤ P < 56	2008
56 ≤ P < 130	2012
130 ≤ P ≤ 560	2011
P > 560	2011

Tabla 27: Aplicación de la regulación de emisiones a motores diésel no de carretera, Estados Unidos⁷⁰

⁶⁸ Ver (40 CFR 60.4211 – What are my compliance requirements if I am an owner or operator of a stationary CI internal combustion engine), en anexo bibliográfico digital.

⁶⁹ Ver (Reg-EPA-Non Road) en anexo bibliográfico digital.

⁷⁰ Ver (40 CFR 1039.1 –Does this part apply for my engines) en anexo bibliográfico digital.

Respecto de los límites de emisiones para los motores diésel, se cuenta con un calendario que depende de la potencia nominal y para el caso de aquellos de potencia nominal entre 37 [kW] y 56 [kW], se cuenta con 2 opciones. En la #1, todos los motores fabricados antes de 2013 pueden cumplir dichos límites. En la #2 todos los motores producidos después de 2012 pueden declarar el cumplimiento de los límites por esta opción impuesta. Luego, para los motores entre 56 [kW] y 560 [kW], se establece como requerimiento para la fase **transitoria**, certificar familias de motores representando al menos el 50% de la producción por categoría de potencia nominal y al menos el 25% de la producción por categoría de potencia nominal para motores con fecha de fabricación previo al 2012. Los que no sean certificados en fase transitoria, lo deben ser en fase de **eliminación** y deben cumplir con todos los requerimientos de Tier 4, excepto de los que se explicitan a continuación.

Potencia nominal (P) [kW]	Año de fabricación del motor	MP [g/kWh]	NOx [g/kWh]	HC [g/kWh]	NOx + HC [g/kWh]	CO [g/kWh]
P < 8	2008-2014	0,4	-	-	7,5	8,0
8 ≤ P < 19	2008-2014	0,4	-	-	7,5	6,6
19 ≤ P < 37	2008-2012	0,3	-	-	7,5	5,5
	2013-2014	0,03	-	-	4,7	5,5
37 ≤ P < 56	2008-2012 (#1)	0,3	-	-	4,7	5,0
	2012 (#2)	0,03	-	-	4,7	5,0
	2013-2014 (Todos)	0,03	-	-	4,7	5,0
56 ≤ P < 75	2012-2013 transitoria	0,02	0,4	0,19	-	5,0
	2012-2013 eliminación	0,02	-	-	4,7	5,0
	2014 todos	0,02	0,4	0,19	-	5,0
75 ≤ P < 130	2012-2013 transitoria	0,02	0,4	0,19	-	5,0
	2012-2013 eliminación	0,02	-	-	4,0	5,0
	2014 todos	0,02	0,4	0,19	-	5,0
130 ≤ P < 560	2012-2013 transitoria	0,02	0,4	0,19	-	3,5
	2012-2013 eliminación	0,02	-	-	4,0	3,5
	2014 todos	0,02	0,4	0,19	-	3,5
560 ≤ P < 900	2011-2014	0,1	3,5	0,4	-	3,5
P > 900⁷¹	2011-2014	0,1	0,67	0,4	-	3,5

Tabla 28: Límites de emisiones previos a 2014 para motores diésel en Estados Unidos⁷²

A partir de 2014 las exigencias se hicieron más estrictas, haciéndolas consistentes con Tier 4, para todos motores no de carretera, estableciendo para aquellos con una potencia nominal superior a 560 [kW], la excepción de aplicación en generadores. Los límites permitidos de emisiones para el ensayo en transiente y en estado estacionario son los siguientes:

Potencia nominal (P) [kW]	MP [g/kWh]	NOx [g/kWh]	HCNM [g/kWh]	NOx + HCNM [g/kWh]	CO [g/kWh]
P < 19	0,40	-	-	7,5	6,6
19 ≤ P < 56	0,03	-	-	4,7	5,0
56 ≤ P < 130	0,02	0,40	0,19	-	5,0
130 ≤ P ≤ 560	0,02	0,40	0,19	-	3,5

⁷¹ En la regulación estos límites son establecidos explícitamente para grupos electrógenos, indicando unos distintos para otro tipo de motores.

⁷² Ver (40 CFR 1039.102 – What exhaust emission standards and phase-in allowances apply for my engines in model year 2014 and earlier) en anexo bibliográfico digital.

Potencia nominal (P) [kW]	MP [g/kWh]	NOx [g/kWh]	HCNM [g/kWh]	NOx + HCNM [g/kWh]	CO [g/kWh]
P > 560	0,03	0,67	0,19	-	3,5

Tabla 29: Emisiones admitidas para el transiente y estado estacionario de grupos electrógenos después de 2014 en Estados Unidos⁷³

La regulación para motores con potencia nominal superior a 560 [kW] es solo para el estado estacionario, no alcanzando el transiente.

Sobre los **motores** regulados, aquellos que tienen **partida manual** (por ejemplo accionados por una cuerda), **enfriados por aire**, y de **inyección directa**, con una **potencia nominal inferior a 8 [kW]**, pueden optar a un estándar opcional de **0,6 [g/kWh] de MP**, para operación transiente y en estado estacionario. Complementariamente, todos los motores de **potencia nominal menor a 8 [kW]** deben observar un límite de **8,0 [g/kWh] de CO**, y aquellos **entre 19 [kW] y 37 [kW]**, **5,5 [g/kWh] de CO**.

Junto a lo anterior, se admite la generación de créditos transables de emisiones, bajo el **programa ABT** (por las siglas en inglés de promedio, banco y comercio), que crea un mercado para la transacción de **créditos**, donde estos, en kg, se calculan como sigue:

$$\text{Crédito (kg)} = (\text{Std} - \text{FEL}) \cdot \text{Vol} \cdot \bar{P} \cdot \text{VU} \cdot 10^{-3}$$

Dónde:

- Std : El estándar de emisión, en [g/kWh] (ver Tabla 29)
- FEL : Límite de emisiones de la familia de motores, en [g/kWh]
- Vol : Número de motores elegibles para participar en ABT, con una familia dada durante un año de modelo
- \bar{P} : Promedio máximo de potencia nominal del motor, para todas las configuraciones de la familia de motores, calculado o en base ponderada por ventas, en [kW]
- VU : Vida útil, en horas, de la familia de motores

Es importante destacar que si en una familia de motores se utilizan créditos para dar cumplimiento al estándar de un contaminante, no pueden generarse créditos para otro.

En la tabla siguiente se muestran los límites para emisiones de familias (FEL) para motores fabricados del 2014 en adelante.

Potencia nominal (P) [kW]	MP [g/kWh]	NOx [g/kWh]	NOx+ HCNM [g/kWh]
P < 8	0,80	-	10,5
P < 19	0,80	-	9,5
19 ≤ P < 56	0,05	-	7,5
56 ≤ P < 130	0,04	0,80	-
130 ≤ P ≤ 560	0,04	0,80	-
P > 560	0,05	1,07	-

Tabla 30: Estándar de emisiones para familias de motores en Estados Unidos, para motores del año 2014⁷³

Junto con la certificación de familias, se autoriza la certificación alterna de familias, que permite, para un nivel de potencia nominal determinado, certificar hasta un 5% de la producción con observancia a los valores de la Tabla 30. Es importante mencionar que motores entre 56 [kW] y 75

⁷³ Ver (40 CFR 1039.101 – What exhaust emission standards must my engines meet after the 2014 model year) en anexo bibliográfico digital.

[kW] el límite para MP es 0,4 [g/kWh] y para NOx 4,4 [g/kWh]. Para motores con potencia nominal sobre 560 [kW], los límites de NOx solo aplican para grupos electrógenos.

Potencia nominal (P) [kW]	Año del modelo	MP [g/kWh]	NOx [g/kWh]
19 ≤ P < 56	2016	0,30	-
56 ≤ P < 130	2016	0,30	3,8
130 ≤ P ≤ 560	2015	0,20	3,8
P > 560	2019	0,10	3,5

Tabla 31: Emisiones admitidas para alternar FEL, Estados Unidos ^{Error! Marcador no definido.}

Finalmente, existe un estándar que no se puede exceder (NTE estándar), cuyo objetivo es determinar las emisiones en un rango de velocidades y cargas del motor, con condiciones razonables de uso normal del mismo. Luego, las emisiones observadas, se comparan con el estándar (valores de la Tabla 28) amplificado por 1,25 (debido a los distintos factores como temperatura, humedad y altitud donde se encontrará el motor normalmente en uso), excepto en los casos que se muestran en la tabla siguiente

Si...	o...	Entonces...
La familia de motores es certificada para un estándar de NOx inferior a 2,5 [g/kWh] sin usar ABT	La familia de motores es certificada para FEL de NOx inferior a 2,5 [g/kWh] o FEL de NOx + HC inferior a 2,7 [g/kWh]	El multiplicador para NOx, HC y NOx + HC es 1,5
La familia de motores es certificada para un estándar de MP inferior a 0,07 [g/kWh] sin usar ABT	La familia de motores es certificada para FEL de MP inferior a 0,07 [g/kWh]	El multiplicador para MP es 1,5

Tabla 32: Multiplicadores para el NTE en Estados Unidos⁷⁴

Regulación para motores estacionarios de encendido por compresión

En CFR 60 parte 60, subparte IIII⁷⁵ se establece que fabricantes, dueños u operarios de motores estacionarios de combustión interna, de encendido por compresión, con un **desplazamiento menor a 30 [l]** por cilindro, que sean un modelo posterior a 2007 en el caso de fabricantes y fabricados después del 1 de abril de 2006, deben cumplir con las exigencias que se indican a continuación.

Es importante mencionar que los dueños y operadores de instalaciones en las que se operan motores que actúan como el reemplazo temporal, ubicadas en una fuente estacionaria por menos de 1 año, que se han certificado bajo normas fuera de ruta, están exceptuados de cumplir con los límites de emisiones acá mostrados.

En las tablas siguientes se muestran los límites según categorías de motores:

⁷⁴ Ver (40 CFR 1039.101 – What exhaust emission standards must my engines meet after the 2014 model year) en anexo bibliográfico digital.

⁷⁵ Ver (40 CFR 60 IIII) en anexo bibliográfico digital.

Máxima potencia (P) [kW]	NMHC + NOx [g/kWh]	HC [g/kWh]	NOx [g/kWh]	CO [g/kWh]	PM [g/kWh]
P < 8	10,5			8,0	1,0
8 ≤ P < 19	9,5			6,6	0,80
19 ≤ P < 37	9,5			5,5	0,80
37 ≤ P < 56			9,2		
56 ≤ P < 75			9,2		
75 ≤ P < 130			9,2		
130 ≤ P < 225		1,3	9,2	11,4	0,54
225 ≤ P < 450		1,3	9,2	11,4	0,54
450 ≤ P < 560		1,3	9,2	11,4	0,54
P > 560		1,3	9,2	11,4	0,54

Tabla 33: Estándar de emisiones para fabricantes de GE estacionarios con año de modelo previo a 2007, con D < 10 [l] por cilindro y aquellos con P > 2.237 [kW] y D < 10 [l] con año de modelo entre 2007 y 2010

Tamaño de motor Desplazamiento (D) [l/por cilindro], potencia (P) [kW]	Año del modelo	HCT + NOx	CO	MP
10 ≤ D < 15, todas las potencias	2007	7,8	5,0	0,20
15 ≤ D < 20, P < 3.300	2007	8,7	5,0	0,27
15 ≤ D < 20, P ≥ 3.300	2007	9,8	5,0	0,50
20 ≤ D < 25, todas las potencias	2007	9,8	5,0	0,50
25 ≤ D < 30, todas las potencias	2007	11,0	5,0	0,50

Tabla 34: Estándar de emisiones para dueños u operadores de GE con 10 [l] < D ≤ 30 [l], para motores operando o no en emergencia⁷⁶

Fecha de instalación	NOx [g/kWh] ⁷⁷	MP [g/kWh]
No de emergencia		
Anterior al 01-01-2012	$45 \cdot n^{-0,2}$ (10,423)	Reducir emisiones en un 60% o más, o limitar las emisiones a 0,15 [g/kWh]
Posterior al 01-01-2012 y antes del 01-01-2016	$44 \cdot n^{-0,23}$ (8,805)	
Desde el 01-01-2016	$9 \cdot n^{-0,20}$ (2,085)	
De emergencia		
Anterior al 01-01-2012	$45 \cdot n^{-0,2}$ (10,423)	Limitar las emisiones a 0,40 [g/kWh]
Desde el 01-01-2012	$44 \cdot n^{-0,23}$ (8,805)	

Tabla 35: Estándar de emisiones para motores con D > 30 [l]

4.3.2 Ruido

En Estados Unidos no se ha establecido una normativa para limitar el ruido en generadores eléctricos, pero sí para disminuir la exposición de trabajadores en sitios de trabajo.

Así, cuando los trabajadores están sujetos a realizar sus actividades bajo condiciones de ruido excesivo, se deben aplicar controles administrativos o de ingeniería factible. Si dichos controles fallan, entonces es imperativo que el personal utilice los equipos de protección personal para disminuir la intensidad sonora hasta alcanzar un nivel por debajo de los estándares de emisión de

⁷⁶ Ver (40 CFR 94.8) en anexo bibliográfico digital.

⁷⁷ Considera que los GE operan a 1.500 [rpm].

ruido. En todos los casos dónde los niveles de ruido superen a los referidos en la siguiente tabla, se debe aplicar un programa de conservación auditiva continua y eficaz.

Límite de horas al día de exposición [h]	Nivel de ruido [dB]
8	90
6	92
4	95
3	97
2	100
1,5	102
1	105
0,5	110
0,25 (o menos)	115

Tabla 36: Límite de horas de exposición a ruido durante un día en Estados Unidos⁷⁸

4.3.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

Estados Unidos establece una normativa de ensayo para motores en operación que tiene su aplicación para los distintos motores regulados en el título 40 del Código Federal de Regulación, parte 1065, haciendo especial alcance a motores no de carretera y fuentes estacionarias descritas anteriormente.

El método de ensayo es consistente con la norma internacional ISO 8178-2, haciendo ligeras diferencia en:

- El factor de corrección para humedad y temperatura para determinar la masa de NOx.
- El factor de corrección de partículas de humedad.

Luego en el título 40 del CFR parte 60, sub-parte IIII y sub-parte JJJJ, se definen los estándares para motores en operación de encendido por compresión y de encendido por chispa respectivamente.

Para **motores diésel que se encuentren en operación** se aplican los estándares para motores en operación transiente y en estado estacionario que ya fueron descritos en anteriormente. (Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29)

Complementariamente, para motores de encendido por compresión, la EPA impulsa un programa para disminuir los niveles de emisión de gases, para esto se ha creado una serie de beneficios con autoridades locales y gubernamentales donde existe una certificación voluntaria que otorga un nivel superior reconocido en cuanto a controles de emisión. A esta serie de motores se le conoce como "Cielo Azul" (Blue Sky Series Engines) para los cuales se deben cumplir con los siguientes estándares de emisión:

Potencia nominal (P) [kW]	HC + NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
P < 8	4,6	0,48
8 ≤ P < 19	4,5	0,48
19 ≤ P < 37	4,5	0,36
37 ≤ P < 75	4,7	0,24

⁷⁸ Ver (41 CFR 50-204.10 – Occupational Noise Exposure), en anexo bibliográfico digital.

Potencia nominal (P) [kW]	HC + NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
75 ≤ P < 130	4,0	0,18
130 ≤ P ≤ 560	4,0	0,12
P > 560	3,8	0,12

Tabla 37: Estándares de emisiones para obtener la certificación de motores Blue Sky Series en motores de compresión, Estados Unidos⁷⁹

Para **motores de encendido por chispa**, los estándares que se aplican para motores en operación son los mismos referenciados en el título 4.3.1. Sin embargo, es necesario considerar el evento en que un motor sea modificado, reconstruido o intervenido. Un motor se considera modificado cuando el capital invertido en componentes nuevos y/o renovados supera el 75% del costo total del motor (comparando con comprar uno nuevo de las mismas características)⁸⁰.

Los estándares aplicables para motores modificados con posterioridad al 1° de junio de 2006 se mantienen para la gran mayoría de los motores, exceptuando:

- Motores que utilicen gas natural o mezcla pobre de GLP con fecha de fabricación previa al 1° de enero de 2008 y que tengan una potencia nominal de entre 373 [kW] y 1.007 [kW].
- Motores de emergencia que utilicen gas natural o mezcla pobre de GLP con fecha de fabricación previa al 1° de enero de 2009 y que tengan una potencia nominal mayor o igual a 97 [kW].

Para dichos motores modificados, las emisiones no deben sobrepasar, los límites siguientes por contaminante:

- NOx: 4,02 [g/kWh],
- CO: 5,36 [g/kWh], y
- COV: 1,34 [g/kWh].

Al igual que para motores de encendido por compresión, se puede otorgar una certificación voluntaria conocida como Serie de Motores Cielo Azul para lo cual se debe cumplir con algunos de los siguientes estándares de emisión:

(HC + NOx) [g/kWh]	CO [g/kWh]
1,10	6,6
0,84	6,6
0,56	6,6
0,28	6,6
0,14	6,6

Tabla 38: Estándares de emisiones para obtener la certificación de motores Blue Sky Series en motores de encendido por chispa, Estados Unidos⁸¹

Si el motor fue reconocido por estos estándares voluntarios, entonces la certificación recibida como Series de Motores Cielo Azul debe venir acompañada por el estándar por el cual fue reconocido. La

⁷⁹ Ver (40 CFR 89.112 - Oxides of nitrogen, carbon monoxide, hydrocarbon, and particulate matter exhaust emission standards) en anexo bibliográfico digital.

⁸⁰ Ver (40 CFR 60.4248 – What definitions apply to this subpart) en anexo bibliográfico digital.

⁸¹ Ver (40 CFR 1048.140 – What are the provisions for certifying Blue Sky Series engines) en anexo bibliográfico digital.

EPA, encargada de este programa, además entrega una calificación que permite obtener beneficios e incentivos al momento de hacer solicitudes o contratos con entidades de gobierno.

Por otro lado, para motores de uso estacionario (no incluye los motores catalogados como fuera de ruta), en la parte 40 CFR 63, subparte ZZZZ⁸² se entregan requerimientos. Dado que este tipo de motores son parte de los GE, se hace extensiva a ellos la regulación, que define su campo de acción en las fuentes siguientes:

- **Fuente mayor:** aquella fuente estacionaria o grupo de fuentes ubicadas en un área contigua y bajo un control común, que emite o tiene el potencial de emitir, considerado el control, de manera agregada, 10 [Ton/año] o más de un contaminante peligroso del aire (HAP, por las siglas en inglés de hazardous air pollutant) o 25 [Ton/año] o más de una combinación de HAP, excepto para instalaciones de producción de gas o petróleo. La fuente mayor está determinada por una superficie que se define como la combinación de lo que esté listo para construir, sus alrededores, fundaciones, entre otros, y que se vea afectado por algo construido.
- **Fuente de área:** fuente estacionaria que no es una fuente mayor, y que no incluye vehículos dentro o fuera de ruta.

Como exclusiones se puede mencionar:

- Los propietarios u operadores de motores usados para la seguridad nacional, pueden optar a ser eximidos del cumplimiento de la normativa.
- Motores existentes con aplicaciones comerciales, residenciales e institucionales, ubicados en áreas fuente de emisiones de HAP, que no operan o que no están contractualmente obligados a estar disponibles más de 15 horas por año calendario.

Como exigencias para el funcionamiento se consideran:

- Minimizar el tiempo de stand by y minimizar el tiempo de partida a un periodo necesario para cargar el motor de manera apropiada y segura, sin exceder los 30 [min], después del cual las restricciones sobre las emisiones aplican.
- Reducir las emisiones de formaldehído
- Controlar y mantener en un rango adecuado, la caída de presión en el catalizador
- Asegurar que la temperatura de los gases de escape sea la adecuada a la entrada del catalizador
- Reducir las emisiones de CO en un determinado porcentaje, o observar un límite máximo.
- Realizar inspecciones y mantenciones necesarias, que incluyen el cambio de aceite y mangueras y correas, en caso de todos los motores. Además, para los motores de compresión se incluye la revisión y cambio en caso de ser necesario, del filtro de aire, y de las bujías para motores de chispa.

Un detalle de las especificaciones para distintos tipos y usos de generadores, se muestra en el ANEXO 4.

⁸²

40 CFR Part 63, Subpart ZZZZ - National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants for Stationary Reciprocating Internal Combustion Engines. Ver (40 CFR 63 ZZZZ) en anexo bibliográfico digital.

Por otro lado, para demostrar el cumplimiento de las imposiciones, se consideran ensayos distintos, según

Para cada...	Cumplir con los requisitos de...	Tú debes...
1. GE de 2 tiempos mezcla pobre, nuevo o reconstruido, con P > 500 [HP] ubicado en fuentes mayores; GE de 4 tiempos mezcla pobre, nuevo o reconstruido, con P ≥ 250 [HP] ubicado en fuentes mayores, y GE con encendido por compresión, nuevos o reconstruidos, con P > 500 [HP] ubicado en fuentes mayores	Reduce emisiones CO y no usa un CEMS	Realizar pruebas de desempeño subsecuentes semestralmente. ⁽¹⁾
2. GE de 4 tiempos mezcla rica, con P ≥ 5.000 [HP] ubicado en fuentes mayores	Reducir las emisiones de formaldehído	Realizar pruebas de desempeño subsecuentes semestralmente. ⁽¹⁾
3. GE con P > 500 [HP] ubicado en fuentes mayores, GE nuevos o reconstruidos de 4 tiempos mezcla pobre, con 250 [HP] ≤ P ≤ 500 [HP] situado en fuentes mayores	Limitar la concentración de formaldehído en el escape de GE estacionario	Realizar pruebas de desempeño subsecuentes semestralmente. ⁽¹⁾
4. GE de encendido por compresión de no emergencia, no inicio negro, con P > 500 [HP] que no están limitados al uso de un GE estacionario	Limitar o reducir emisiones de CO y no usar CEMS	Realizar pruebas de desempeño subsecuentes cada 8.760 horas de uso o 3 años lo que sea primero
5. GE de encendido por compresión, existentes no de emergencia, no de inicio negro con P > 500 [HP] que están limitados al uso como GE estacionario	Limitar o reducir emisiones de CO y no usar CEMS	Realizar pruebas de desempeño subsecuentes cada 8.760 horas de uso o 5 años lo que sea primero

Tabla 39: Requerimientos de test de rendimiento

(1) Después de haber demostrado el cumplimiento de dos pruebas consecutivas, es posible reducir la frecuencia de las pruebas de rendimiento posteriores al año. Si los resultados de cualquier prueba de rendimiento anuales posteriores indican el GE estacionario no está en conformidad con la limitación de las emisiones de CO o formaldehído, o se desvía desde cualquiera de sus limitaciones de operación, debe reanudar las pruebas semestrales de desempeño.

4.4 California

California es un referente en temas de protección del medio ambiente, por lo que se procede a analizar su caso particular. En (CONAMA, 2005) se identifica como la normativa vigente a la fecha, la sección 93115, título 17 de "Airborne Toxic Control Measure". Según se da cuenta la Agencia de Protección Ambiental de California la norma fue adoptada en 2004 y revisada en 2011.

4.4.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

La normativa de grupos electrógenos viene dada por los estándares para motores de combustión interna no de carretera. Esta normativa se encuentra en el Código de Regulación de California (CCR por sus siglas en inglés) en el título 13. Dicha normativa se encuentra separada por el tipo de motor: de encendido por compresión y por chispa, por lo que se procede a analizar los estándares de la misma manera.

Regulación para motores de encendido por compresión

A los motores de combustión interna de encendido por compresión en California se aplica la misma que se establece para Estados Unidos, es decir aquella contenida en el Código de Regulación Federal, que ya fue descrita.

Complementario a la regulación nacional, California posee un programa de incentivos para fabricantes de motores que cumplan con los estándares de Tier 4 antes de su fecha nominal de aplicación. Si el motor cumple con 2 de los 3 estándares presentados a continuación, podrá adicionar créditos al programa ABT (3 créditos por motor) o compensar el cumplimiento del Tier 4 para futuros motores.

Rango de Potencia nominal (P) [kW]	Estándar de emisión [g/kWh]			
	MP	NOx	HCNM	HCNM + NOx
19 ≤ P < 56	0,03	-	-	4,7
56 ≤ P ≤ 560	0,02	0,4	0,19	-
560 < P	0,03	0,67	0,19	-

Tabla 40: Estándares de emisiones con certificación voluntaria para motores de encendido por compresión, California⁸³

Regulación para motores de encendido por chispa

Los motores de combustión interna de encendido por chispa en California están separados respecto de la regulación por su potencia nominal. Así, si el motor tiene una potencia nominal **menor o igual a 19 [kW]**, con fecha de fabricación a partir del 1 de enero de 1995, entonces los límites de emisión vienen dados por la siguiente tabla:

Desplazamiento del motor (D) [cm ³]	Límites de emisiones por contaminante [g/kWh]	Fecha de fabricación							
		Antes de 1995	Entre 1996 y 1999	Entre 2000 y 2001	Entre 2002 y 2004	2005	2006	2007	2008 y después
D < 20	HC	220	220	-	-	-	-	-	-
	NOx	4	4	-	-	-	-	-	-
	HC + NOx	-	-	72	72	50	50	50	50
	MP	-	-	2					
	CO	600		536					
20 ≤ D < 50	HC	180	180	-	-	-	-	-	-
	NOx	4	4	-	-	-	-	-	-
	HC + NOx	-	-	72	72	50	50	50	50
	MP	-	-	2					
	CO	600		536					
50 ≤ D < 65	HC	120	120	-	-	-	-	-	-
	NOx	4	4	-	-	-	-	-	-
	HC + NOx	-	-	72					
	MP	-	-	2					
	CO	300		536					
65 ≤ D < 80	HC + NOx	12	12	16,1	16,1	72			
	MP	0,9	0,9	-	-	2			
	CO	300	350	467		536			
80 ≤ D < 225	HC + NOx	12	12	16,1	16,1	16,1	16,1	10	

⁸³ Ver (13 CCR § 2423 - Exhaust Emission Standards and Test Procedures - Off-Road Compression-Ignition Engines) en anexo bibliográfico digital.

Desplazamiento del motor (D) [cm ³]	Límites de emisiones por contaminante [g/kWh]	Fecha de fabricación							
		Antes de 1995	Entre 1996 y 1999	Entre 2000 y 2001	Entre 2002 y 2004	2005	2006	2007	2008 y después
225 ≤ D	MP	0,9	0,9	-	-	-	-	-	-
	CO	300	350	467		549			
	HC + NO _x	10	10	13,4	12	12,1	12,1	12,1	8
225 ≤ D	MP	0,9	0,9	-	-	-	-	-	-
	CO	300	350	467	549				

Tabla 41: Límites de emisiones para motores de encendido por chispa con fecha de fabricación a partir de 1995⁸⁴

Luego, los motores con una potencia nominal **superior a 19 [kW]** que tengan una fecha de fabricación posterior al 1° de enero de 2007 deben cumplir con los límites de emisiones descritos en la Tabla 41. Es importante mencionar que por durabilidad se entiende la capacidad de la estrategia de control del motor para mantener el nivel de emisiones bajo los límites establecidos y mantener su integridad física por un periodo de tiempo establecido por el regulador. En el caso de la tabla siguiente, la durabilidad se establece en horas o años, lo que pase primero.

Año de fabricación	Desplazamiento del motor (D) [cm ³]	Tiempo de funcionamiento	HC + NO _x [g/kWh]	CO [g/kWh]
Entre 2002 y 2010	D ≤ 1.000	1.000 horas o 2 años	12	549
2011 a la fecha	D ≤ 825	1.000 horas o 2 años	8	549
Entre 2011 y 2014	825 < D ≤ 1.000	1.000 horas o 2 años	6,5	375
2015 a la fecha	825 < D ≤ 1.000	1.000 horas o 2 años	0,8	20,6
Entre 2001 y 2003*	D > 1.000	-	4	49,6
Entre 2004 y 2006	D > 1.000	3.500 horas o 5 años	4	49,6
Entre 2007 y 2009	D > 1.000	5.000 horas o 7 años	2,7	4,4
2010 a la fecha**	D > 1.000	5.000 horas o 7 años	0,8	20,6
	D > 1.000 y ciclo severo		2,7	130

Tabla 42: Límites de emisiones para motores con potencia nominales superiores a 19 [kW], California⁸⁵

* Los fabricantes deben demostrar que al menos el 25%, 50% y 75% de sus ventas en 2001, 2002 y 2003, respectivamente, cumplen con dichos límites. Los fabricantes de motores de pequeñas cantidades de producción no están obligados a cumplir con estos límites.

** Los fabricantes de motores de pequeñas cantidades de producción están obligados a cumplir con estos límites a partir de 2013.

Actualmente las normas de emisiones relacionadas a máquinas móviles no de carretera de California, puede afirmarse que principalmente se enfocan a reducir las emisiones de CO, dado que pueden llegar a ser hasta 33% más restrictivas que las normas del CFR para Estados Unidos.

⁸⁴ Ver (13 CCR 2403 – Exhaust emission standards and test procedures-Small-Off-Road Engines) en anexo bibliográfico digital.

⁸⁵ Ver (13 CCR 2433-Emission Standards and Test Procedures – Off-Road Large Spark-Ignition Engines) en anexo bibliográfico digital.

California, además, posee una certificación voluntaria para los fabricantes para producir la línea de motores conocida como “Emisión Cero” (Zero-emission small off-road engines), descritos en la siguiente tabla:

Año de fabricación	Desplazamiento del motor (D) [cm ³]	HC + NOx [g/kWh]	CO [g/kWh]	MP [g/kWh]
2005 a la fecha	D < 50	25	536	2
	50 ≤ D ≤ 80	36	536	2
2007 a la fecha	80 < D < 225	5	549	-
2008 a la fecha	225 ≤ D	4	549	-

Tabla 43: Certificación voluntaria para línea de motores “Emisión Cero”, California⁸⁶

Si un motor posee la certificación de “Emisión Cero” puede compensar las emisiones de una familia de motores.⁸⁶ Este tipo de compensación solo es vigente y aplicable en el Estado de California.

4.4.2 Ruido

La normativa que rige para California es la misma que rige en Estados Unidos, es decir, solo limita las horas de exposición de ruido para los trabajadores.

4.4.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

Para motores de **encendido por compresión** y de **encendido por chispa** que se encuentren en operación se aplican los mismos estándares de emisión descritos en Estados Unidos bajo las mismas condiciones de operación. En la misma línea que la regulación nacional, se aplican también los estándares voluntarios como la serie de motores “Cielo Azul” para ambos tipos de motor.

4.5 Comunidad Europea

Las imposiciones en Chile relativas a seguridad para grupos electrógenos y en particular en lo que se refiere a ruido, están alineadas con disposiciones de la Comunidad Europea. Respecto a la emisión de contaminantes atmosféricos, la Directiva 97/68/CE⁸⁷ y sus modificaciones (por ejemplo las Directivas 2002/88/CE⁸⁸ y 2004/26/CE⁸⁹) establecen limitaciones para las emisiones, que no solo alcanzan a los grupos electrógenos, sino que a “motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera”.

⁸⁶ Ver (13 CCR 2408.1-Emission Reduction Credits – Zero-Emission Equipment Credits Averaging, Banking and Trading Provision) en anexo bibliográfico digital.

⁸⁷ DIRECTIVA 97/68/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de diciembre de 1997 relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera. Ver DIRECTIVA 97-68-CE en anexo bibliográfico digital.

⁸⁸ DIRECTIVA 2002/88/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 9 de diciembre de 2002 por la que se modifica la Directiva 97/68/CE relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera. Ver DIRECTIVA 2002-88-CE en anexo bibliográfico digital.

⁸⁹ Directiva 2004/26/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, por la que se modifica la Directiva 97/68/CE relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera. Ver DIRECTIVA 2004-26-CE en anexo bibliográfico digital.

4.5.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

Como ya se mencionó, los grupos electrógenos están alcanzados por una regulación que aplica a “motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carreteras”. A continuación se describe la normativa a partir de la Directiva 97/68/CE, del 16 de diciembre de 1997, destacando las modificaciones relacionadas al objetivo de este estudio.⁹⁰

Es importante destacar que la **potencia nominal neta** se define como “**kW CEE**” y corresponde a la “*obtenida en el banco de ensayos, en el extremo del cigüeñal, o su equivalente medida de conformidad con el método CEE para medición de la potencia nominal de los motores de combustión interna para vehículos de carretera tal como se señala en la Directiva 80/1269/CEE del Consejo⁹¹, pero excluyendo la potencia nominal del ventilador de refrigeración del motor (2) y respetando las condiciones de ensayo y el combustible de referencia*”.

Directiva 97/68/CE

El **alcance** de la directiva corresponde a las “máquinas móviles no de carretera”, las que son definidas como: “*cualquier máquina móvil, equipo industrial portátil o vehículo con o sin carrocería, no destinado al transporte de pasajeros o mercancías por carretera, en el que esté instalado un motor de combustión interna*”. Sin embargo, en el ANEXO I, se establecía, en el ámbito de aplicación, que la normativa no era aplicable a equipos generadores.

Aun cuando al momento de su oficialización la normativa no alcanzaba a equipos generadores, en una actualización posterior, sí lo hizo, por lo que se considera relevante establecer los **límites de emisiones permitidos**. Estos se muestran en la tabla siguiente, considerando la potencia nominal y el tipo de contaminante.

Potencia nominal neta (kW CEE)	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		MP[g/kWh]	
	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II
130 ≤ P ≤ 560	5,0	3,5	1,3	1,0	9,2	6,0	0,54	0,2
75 ≤ P < 130	5,0	5,0	1,3	1,0	9,2	6,0	0,70	0,3
37 ≤ P < 75	6,5	5,0	1,3	1,3	9,2	7,0	0,85	0,4
18 ≤ P < 37	-	5,5	-	1,5	-	8,0	-	0,8

Tabla 44: Límites de emisiones establecidos para motores de encendido por compresión, Comunidad Europea⁹²

⁹⁰ Se realizaron otras modificaciones, distintas a las descritas, que no afectaban el alcance, los límites de emisiones, fechas de implementación o mecanismos, que no se describen en extenso. Estas son: 1) Directiva 2001/63/CE, que actualiza algunos parámetros para la determinación de las emisiones; 2) Directiva 2006/105/CE, que incorpora a Bulgaria y Rumania dentro de los países que deben observar la Directiva; Reglamento (CE) n°596/2009, que modifica las facultades de la Comisión, en lo que a mecanismos de actualización de la Directiva se refiere; Directiva 2011/88/UE, que modifica la Directiva 97/68/CE en lo relativo a la comercialización con arreglo al sistema flexible.

⁹¹ En la DIRECTIVA DEL CONSEJO de 16 de diciembre de 1980 relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre la potencia de los motores de los vehículos a motor (80 / 1269 /CEE) se indica que la potencia neta es “medida de conformidad con el método CEE para medición de la potencia de los motores de combustión interna para vehículos de carretera tal como se señala en la Directiva 80/1269/CEE del Consejo, pero excluyendo la potencia del ventilador de refrigeración del motor y respetando las condiciones de ensayo y el combustible de referencia (...)”.

⁹² En la Directiva 97/68/CE se establecen 2 fases, La fase I se hizo exigible a partir del 30 de junio de 1998, mientras que la fase II se hacía exigible de manera progresiva, según el calendario siguientes:

- después del 31 de diciembre de 1999 en el caso de los motores con la potencia siguiente: 18 [kW] ≤ P < 37 [kW],
- después del 31 de diciembre de 2000 en el caso de los motores con la potencia siguiente: 130 [kW] ≤ P ≤ 560 [kW],
- después del 31 de diciembre de 2001 en el caso de los motores con la potencia siguiente: 75 [kW] ≤ P < 130 [kW],

Directiva 2002/88/CE

Establece modificaciones a la Directiva 97/68/CE, entre las que destacan la ampliación del **alcance**, eliminando la exclusión de equipos generadores, incluyendo así maquinaria “*destinada y apta para desplazarse o ser desplazada sobre el suelo, sea o no sea carretera y con*”:

- un **motor de encendido por compresión con una potencia nominal neta instalada (...) superior a 18 [kW CEE] pero no mayor de 560 [kW CEE]** y utilizada a velocidad intermitente en lugar de a velocidad constante única (maquinarias de construcción, sondas de perforación industriales, compresores, maquinaria agrícola y cultivadores rotativos, maquinaria forestal, vehículos agrícolas autopropulsados (excepto los tractores anteriormente definidos), maquinaria de manipulación de materiales, carretillas elevadoras, maquinaria de mantenimiento de carreteras (motoniveladoras, compactadoras, asfaltadoras), máquinas quitanieves, equipos auxiliares de tierra en los aeropuertos, plataformas de trabajo aéreas, grúas móviles).
- un **motor de encendido por compresión que tenga una potencia nominal neta (...) de más de 18 [kW CEE] pero inferior a 560 [kW CEE]** y que funcione a velocidad constante (como: compresores de gas, equipos generadores con carga intermitente, bombas de agua, mantenimiento de césped, troceadoras, quitanieves, barrederas),
- un **motor de gasolina de encendido por chispa con una potencia nominal neta instalada (...) no superior a 19 [kW CEE]** (cortacéspedes, motosierras, generadores, bombas de agua, cortadores de maleza)

Resumiendo, el **alcance** corresponde a **máquinas móviles, equipo industrial portátil o vehículo con o sin carrocería, no destinado al transporte de pasajeros o mercancías, en el que se encuentre instalado un motor de combustión interna, de una potencia nominal inferior a 560 [kW CEE]**. Por su parte, **el objeto de la regulación es el generador en su conjunto**. La regulación establece requerimientos para ensayos en laboratorio y no in-situ. Tampoco establece imposiciones para los niveles de ruido emitidos por los motores.

En las modificaciones se mantienen los límites de emisiones de la Directiva 97/68/CE, pero la circunscribe motores de encendido por compresión (ver Tabla 43), y agrega otros para motores encendidos por chispa, como se muestra en la Tabla 44 siguiente:

Clase ⁹³	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]	
	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II
SH:1	805	805	295	-	5,36	10	-	50
SH:2	805	805	241	-	5,36	10	-	50
SH:3	603	603	161	-	5,36	10	-	72
SN:1	519	610	-	-	-	10	50	50
SN:2	519	610	-	-	-	10	40	40

- después del 31 de diciembre de 2002 en el caso de los motores con la potencia siguiente: $37 \text{ [kW]} \leq P < 75 \text{ [kW]}$,

⁹³ La clase SH se refiere a motores portátiles y SN no portátiles, ambos de potencia menor o igual a 19 [kW], con:

Clase	SH:1	SH:2	SH:3	SN:1	SN:2	SN:3	SN:4
Cilindrada [cc]	< 20	≥ 20 y < 50	≥ 50	< 66	≥ 66 y < 100	≥ 100 y < 225	≥ 225

Clase ⁹³	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]	
	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II	Fase I	Fase II
SN:3	519	610	-	-	-	10	16,1	16,1
SN:4	519	610	-	-	-	10	13,4	12,1

Tabla 45: Límites de emisiones establecidos para motores de encendido por chispa⁹⁴

Es relevante mencionar que la Directiva impone la consideración de **factores de deterioro** en lo que se refiere a las emisiones para motores de encendido por chispa de la Fase II. Los factores de deterioro pueden ser determinados, o bien se puede utilizar los sugeridos para fabricantes de pequeñas series. Los factores de deterioro (mayores a 1) multiplican al valor de las emisiones obtenidos en el ensayo y es dicho producto el que debe cumplir con los límites de emisiones establecidos en la Directiva.

En lo relativo al **procedimiento de ensayo**, se distinguen 2 métodos, según el tipo de motor (encendido por compresión o por chispa), los que son consistentes con los requerimientos de la familia de normas ISO 8178, según se revisa en (Mayer, 2008), admitiendo una derivación respecto de la fórmula del peso molecular del combustible, admitiéndose una versión simplificada. Es importante destacar que se entregan requerimientos específicos para el combustible de ensayo.

Es importante destacar que, al momento de entregar los parámetros para determinar si los motores pertenecen o no a una familia, se menciona el **tipo de combustible**, y solo se entregan 2 opciones: **diésel y gasolina**, por lo que se consideran **excluidos los motores a gas**.

Por otro lado, la Directiva impone **prohibición de comercialización para los motores que no cumplan con la normativa**, y se estimula la adopción temprana, permitiendo un etiquetado distintivo para aquellos equipos que cumplan con la Fase II antes de la fecha para ello estipulado. Se señala, además, que a partir del 11 de agosto de 2004, los “Estados miembros no podrán denegar la homologación a un tipo de motor o familia de motores ni negarse a expedir” el certificado de homologación.

Para obtener la **homologación**⁹⁵ es necesario que el fabricante presente una solicitud a un organismo de homologación de uno de los estados miembros, acompañada de un expediente del fabricante, cuyo contenido está regulado por la misma Directiva, además de presentar un motor (que represente a un tipo de motor o a una familia de motores) para ensayo en los servicios técnicos encargados. Se deberá presentar una solicitud por cada tipo de motor o familia de motores. Es responsabilidad del organismo de homologación de un Estado miembro, enviar a los otros organismos de homologación una lista de las homologaciones de motores o familias de motores que haya concedido, denegado o retirado en el transcurso de un mes.

Complementariamente, se establece el **reconocimiento de homologaciones alternativas** para motores de encendido por compresión con potencia nominal entre 18 [kW CEE] y 560 [kW CEE],

⁹⁴ La fase I se hizo exigible a partir del 11 de agosto 2004, mientras que para la fase II se observó el calendario siguiente:

- después del 1 de agosto de 2004 para las clases de motores SN:1 y SN:2,
- después del 1 de agosto de 2006 para la clase de motores SN:4,
- después del 1 de agosto de 2007 para las clases de motores SH:1, SH:2 y SN:3, y
- después del 1 de agosto de 2008 para la clase de motores SH:3

⁹⁵ El procedimiento de homologación es establecido en la Directiva 97/68/CE, y no es modificado en la actualización que se realiza a través de la Directiva 2002/88/CE.

validando aquellas otorgadas en observancia a:⁹⁶ la Directiva 2000/25/CE, la Directiva 88/77/CEE (modificada por la Directiva 91/542/CEE) o con los corrigenda I/2 de la serie de enmiendas 49.02 del Reglamento de la UNECE⁹⁷, los certificados de homologación con arreglo al reglamento 96 de la UNECE.

Directiva 2004/26/CE

La Directiva 2004/26/CE corresponde a otra modificación a la Directiva 97/68/CE. En la Directiva se mantiene a los equipos generadores dentro del alcance, en línea con la Directiva 2002/88/CE, y se agregan nuevas Fases para “máquinas móviles no de carretera en las que esté instalado un motor sin comercializar aún”. Específicamente, el ámbito de acción de la Directiva relativo a motores que pueden utilizarse en generadores, queda circunscrito a:

- un motor de encendido por compresión con una potencia nominal neta instalada igual o superior a 19 [kW CEE] pero inferior a 560 [kW CEE], y utilizada a velocidad intermitente en lugar de a velocidad constante única,
- un motor de encendido por compresión con una potencia nominal neta instalada igual o superior a 19 [kW CEE] pero inferior a 560 [kW CEE], y utilizada a velocidad constante única,
- un motor de gasolina de encendido por chispa, con una potencia nominal neta instalada no superior a 19 [kW CEE],

El calendario de aplicación de las fases, y la denominación de los tipos de motores (letras entre la H y R), son los que se muestran en la Tabla 45.

Categoría	Potencia nominal (P) [kW CEE]	Tipo de motor	Fecha de exigencia	Tipo de motor	Fecha de exigencia	Fase
H	$130 \leq P \leq 560$	Motores entre las potencias indicadas excepto lo de velocidad de giro constante	30 de junio de 2005	Motores entre las potencias indicadas de velocidad de giro constante	31 de diciembre de 2009	Fase IIIA
I	$75 \leq P < 130$		31 de diciembre de 2005		31 de diciembre de 2009	
J	$37 \leq P < 75$		31 de diciembre de 2006		31 de diciembre de 2010	
K	$19 \leq P < 37$		31 de diciembre de 2005		31 de diciembre de 2009	
L	$130 \leq P \leq 560$	Motores entre las potencias indicadas excepto lo de velocidad de giro constante	31 de diciembre de 2009	-	-	Fase IIIB
M	$75 \leq P < 130$		31 de diciembre de 2010	-	-	
N	$56 \leq P < 75$		31 de diciembre de 2010	-	-	
P	$37 \leq P < 56$		31 de diciembre de 2011	-	-	

⁹⁶ Anexo XII de la Directiva 2002/88/CE.

⁹⁷ El Reglamento UNECE establece regulaciones para el vehículo. En particular, en su parte 96 se refiere a tractores agrícolas.

Categoría	Potencia nominal (P) [kW CEE]	Tipo de motor	Fecha de exigencia	Tipo de motor	Fecha de exigencia	Fase
Q	$130 \leq P \leq 560$	Motores entre las potencias indicadas	31 de diciembre de 2012	-	-	Fase IV
R	$56 \leq P < 130$		30 de septiembre de 2010	-	-	

Tabla 46. Calendario de entrada en vigencia de las exigencias, según tipo de motor

Luego, conocido el cronograma de las exigencias, en la Tabla 46 se muestran los límites máximos de emisiones que deben observarse.

Categoría/Potencia nominal (P) [kW CEE]	CO [g/kWh]	HC [g/kWh]	NOx [g/kWh]	HC + NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
H: $130 \leq P \leq 560$	3,5	-	-	4,0	0,2
I: $75 \leq P < 130$	5,0	-	-	4,0	0,3
J: $37 \leq P < 75$	5,0	-	-	4,7	0,4
K: $19 \leq P < 37$	5,5	-	-	7,5	0,6
L: $130 \leq P \leq 560$	3,5	0,19	2	-	0,025
M: $75 \leq P < 130$	5,0	0,19	3,3	-	0,025
N: $56 \leq P < 75$	5,0	0,19	3,3	-	0,025
P: $37 \leq P < 56$	5,0	-	-	4,7	0,025
Q: $130 \leq P \leq 560$	3,5	0,19	0,4	-	0,025
R: $56 \leq P < 130$	5,0	0,19	0,4	-	0,025

Tabla 47: Límites de emisiones establecidos para motores destinados a aplicaciones distintas de la propulsión de locomotoras, automotores y buques que navegan por aguas interiores

De manera similar a la Directiva 2002/88/CE, se establece una prohibición de comercialización para equipos que no cumplen con los requerimientos de la Directiva.

Complementariamente, se menciona que “a más tardar el 31 de diciembre de 2007, la Comisión: (...) analizará la necesidad de introducir valores límite para las emisiones de los motores de menos de 19 [kW CEE] o más de 560 [kW CEE]”.

El método de ensayo se mantiene en concordancia con la familia de normas ISO 8178 y se actualizan los requerimientos para el combustible de prueba.

Respecto de la homologación, se complementa lo establecido en la Directiva 2002/88/CE, con el establecimiento de un sistema flexible, que se define como “un procedimiento que permite a un fabricante de motores, durante el período comprendido entre dos fases sucesivas de valores límite, comercializar un número limitado de motores destinados a ser instalados en máquinas móviles no de carretera, que sólo respeten los valores límite de emisión de la fase anterior”. Para hacer uso del sistema, un OEM⁹⁸ debe solicitar autorización a la autoridad de homologación, mientras que el fabricante debe etiquetar los motores, indicando que se acogen al sistema flexible. Finalmente, la autoridad de homologación debe autorizar a la OEM para el uso de los motores bajo el sistema flexible.

⁹⁸ En la Directiva se define: “fabricante de equipo original (OEM)»: un fabricante de un tipo de máquina móvil no de carretera”.

Directiva 2010/26/UE

Respondiendo a la evolución tecnológica en lo relativo al diseño de los motores diésel, en especial el desarrollo de motores con control electrónico, se oficializa la Directiva 2010/26/UE⁹⁹, que actualiza la Directiva 97/68/CE. Las modificaciones se hacen obligatorias a partir del 31 de marzo de 2011.

Se introduce la definición del concepto “estrategia de control de emisiones”, como “*combinación de un sistema de control de emisiones con una estrategia básica de control de emisiones y un conjunto de estrategias auxiliares de control de emisiones, incorporada en el diseño general de un motor o de las máquinas móviles no de carretera en las que se instala el motor.*”, estableciéndose que la estrategia debe actuar en todo el campo de operación del motor y se prohíbe que la estrategia básica de control de emisiones opere “*que pueda diferenciar el funcionamiento del motor en el marco de un ensayo de homologación de tipo normalizado y en otras condiciones de funcionamiento y, en consecuencia, pueda reducir el nivel de control de emisiones cuando no funcione en condiciones que están esencialmente incluidas en el procedimiento de homologación de tipo*”. La información relativa a la estrategia de control debe adjuntarse al expediente para la solicitud de homologación.

Complementariamente, se exige que el fabricante entregue información relativa a las medidas de control de NOx, imponiendo una limitación a la emisión de amoníaco, en caso de utilizarse un reactivo para el control de emisión de NOx (no superar un valor medio de 25 ppm)¹⁰⁰. Se especifica además, que la estrategia de control debe operar en todas las condiciones normales en el territorio de la Comunidad, en especial, a bajas temperaturas.

Por otro lado, se agrega un apartado “Requisitos relativos al uso y al mantenimiento” donde se solicita la entrega de información a operarios, donde se explique casos de mal funcionamiento producidas por malas prácticas en la operación o en la mantención, y las acciones correctivas, el uso correcto del reactivo, entre otros. Se agrega otro “Control del reactivo (cuando proceda)”, donde se instruye que debe entregarse al operario, por medios apropiados, indicadores relativos al reactivo (cantidad, proximidad al vacío, entre otros).

Finalmente, se adapta el procedimiento de ensayo para el ciclo continuo no de carretera (NRSC) y el ciclo transitorio no de carretera (NRTC), y no se modifican los límites de emisión establecidos.

Directiva 2011/88/UE

Modifica las disposiciones para la comercialización de motores con arreglo al sistema flexible. En la norma no se modifican los límites de emisiones admitidos, ni sus fechas de obligatoriedad.

⁹⁹ DIRECTIVA 2010/26/UE DE LA COMISIÓN de 31 de marzo de 2010 por la que se modifica la Directiva 97/68/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera

¹⁰⁰ Como es sabido el uso de sistemas SCR requiere del uso de amoníaco o de urea para su funcionamiento. La operación óptima de este tipo de equipos requiere del uso de una relación molar NH₃/NOx = 1 aproximadamente. No obstante lo anterior y por razones enteramente propias del proceso físico, puede ocurrir un “deslizamiento” de NH₃ durante los cambios de carga del motor. En consecuencia, este deslizamiento de NH₃ producto de una reacción incompleta se refiere a las emisiones de amoníaco liberadas a la atmósfera y que en los Estados Unidos los niveles permitidos son de 2 a 10 [ppm].

Directiva 2012/46/UE

La actualización de la Directiva 97/68/CE que establece la Directiva 2012/46/UE, entra en vigor a más tardar el 21 de diciembre de 2013.

Entre los considerandos de la Directiva 2012/46/UE, se establece la necesidad de adaptar el procedimiento de ensayo, demostrándose durante la homologación de tipo, “*la conformidad en una zona de funcionamiento del motor sometido a ensayo seleccionada conforme a la norma ISO 8178*”. Además, se indica que los procedimientos deben actualizarse para que se cumpla con los requisitos para motores pesados Euro VI.

Entre las modificaciones que impone la normativa, se encuentra el establecimiento de 2 métodos de ensayo para la determinación de las emisiones de CO₂ (apéndices 6 y 7 de la Directiva).

La normativa modifica los factores de deterioro, pero no los límites de las emisiones permitidas.

4.5.2 Ruido

Como ya se mencionó, la SEC, en el protocolo de ensayo PC 115 relativo a generadores eléctricos a gasolina o diésel se solicita observancia de la norma EN 12601:2001, así como el protocolo PC 115-2 para generadores a gas con una potencia máxima hasta 10 [kW CEE] para uso en exteriores, establece también la norma EN 12601 como el procedimiento de determinación de los niveles de ruido, pero referencia a una versión del 2011. Complementariamente, en el reconocimiento de certificaciones extranjeras para generadores eléctricos a gasolina, a través de la Resolución Exenta 141 de 2012, de la SEC, se cita como referencia de cuerpos normativos a la Directiva 2006/42/CE y la norma EN 12601:2001.

La **Directiva 2006/42/CE** corresponde a una modificación y refundición con los Directiva 95/16/CE, que en su alcance incorporaba solo ascensores. En la modificación se amplió el **alcance a máquinas y otros equipos, accesorios y componentes**.

La Directiva impone el cumplimiento de sus disposiciones para que un producto sea comercializado o puesto en servicio. Especifica, respecto al ruido que: “*La máquina se debe diseñar y fabricar de manera que los riesgos que resulten de la emisión del ruido aéreo producido se reduzcan al nivel más bajo posible, teniendo en cuenta el progreso técnico y la disponibilidad de medios de reducción del ruido, especialmente en su fuente. El nivel de ruido emitido podrá evaluarse tomando como referencia los datos de emisión comparativos de máquinas similares*”, pero **no establece un mecanismo de ensayo**.

Respecto a la información que se debe entregar, se impone que en el manual se indique:

- el nivel de presión acústica de emisión ponderado A en los puestos de trabajo, cuando supere 70 [dB(A)]; si este nivel fuera inferior o igual a 70 [dB(A)], deberá mencionarse,
- el valor máximo de la presión acústica instantánea ponderado C en los puestos de trabajo, cuando supere 63 [Pa] (130 [dB] con relación a 20 [μPa]),
- el nivel de potencia acústica ponderado A emitido por la máquina, si el nivel de presión acústica de emisión ponderado A supera, en los puestos de trabajo, 80 [dB(A)].

De lo anterior, es posible establecer que la Directiva no impone limitaciones específicas para la emisión de ruido, las que sí pueden encontrarse en otras, como la Directiva 2003/10/CE¹⁰¹, sobre la exposición de los trabajadores a los riesgos derivados del ruido, que no entrega limitaciones específicas a equipos; y la Directiva 2000/14/CE¹⁰² sobre las máquinas de uso al aire libre (que corresponde a una actualización, entre otras de la Directiva 84/536/CEE¹⁰³).

En la **Directiva 84/536/CEE** que es modificada por la Directiva 85/408/CEE¹⁰⁴ en lo referente al lugar de realización del ensayo, establece los **límites admisibles de potencia acústica** para **“grupos electrógenos de potencia nominal que sirven para llevar a cabo trabajos en las obras de ingeniería civil y de construcción”**. Dichos límites se muestran en la tabla siguiente:

Nivel de potencia acústica admisible [dB (A)/1 pW] a partir de:		
Potencia eléctrica del grupo electrógeno (P) [kVA]	18 meses después de la notificación de la Directiva	5 años después de la notificación de la Directiva
$P \leq 2$	104	102
$2 < P \leq 8$	104	100
$8 < P \leq 240$	103	100
$P > 240$	105	100

Tabla 48: Límites de emisión de ruido establecidos en la Directiva 84/536/CEE

En la Directiva 84/536/CEE se establece, además, la prohibición de comercialización para los equipos que no cumplan con sus disposiciones.

El **método de determinación de la emisión de ruido es consistente con la Directiva 79/113/CEE¹⁰⁵**, donde se establecen puntos de medición en distintas posiciones relativas al motor, y la necesidad de comprobación de las condiciones del medio ambiente (ruidos extraños, influencia del viento, condiciones operativas, calidad acústica de la prueba, reflexiones acústicas sobre los obstáculos existentes en el lugar de medición que puedan modificar los resultados de las mediciones). Se establece, además, que los instrumentos de medición, son: a) un sonómetro que responda a las condiciones de la publicación CEI 179, 2ª edición, 1973. El instrumento se utilizará en respuesta «lenta»; b) un integrador mediante el que se obtendrá una integración analógica o digital de la señal elevada al cuadrado en un determinado intervalo de tiempo.

Posteriormente, la **Directiva 2000/14/CE¹⁰⁶**, actualizó los requerimientos relativos a la emisión de ruido, derogando las Directivas 79/113/CEE y 84/536/CEE, en lo que se refiere a máquinas que se utilizan al aire libre, dada la evolución tecnológica observada por los equipos, y por la problemática

¹⁰¹ Directiva 2003/10/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de febrero de 2003, sobre las disposiciones mínimas de seguridad y de salud relativas a la exposición de los trabajadores a los riesgos derivados de los agentes físicos (ruido)

¹⁰² Directiva 2000/14/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2000, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre emisiones sonoras en el entorno debidas a las máquinas de uso al aire libre.

¹⁰³ Directiva 84/536/CEE del consejo de 17 de septiembre de 1984 referente a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros relativas al nivel de potencia acústica admisible de los grupos electrógenos de potencia.

¹⁰⁴ Directiva de la Comisión de 11 de julio de 1985 por la que se adapta al progreso técnico la Directiva 84/536/CEE del Consejo, referente a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros relativas al nivel de potencia acústica admisible de los grupos electrógenos de potencia (85/408/CEE)

¹⁰⁵ Directiva 79/113/CEE del Consejo de 19 de Diciembre de 1978 Determinación de La Emisión Sonora de Las Máquinas y Materiales Utilizados en Las Obras de Construcción

¹⁰⁶ Directiva 2000/14/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 8 de mayo de 2000 relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre emisiones sonoras en el entorno debidas a las máquinas de uso al aire libre

ambiental que la generación de ruido significa. Dentro del **alcance** se encuentran los **grupos electrógenos con una potencia menor a 400 [kW CEE]**, no especificando el tipo de combustible permitido, por lo que se puede concluir que la normativa aplica para **todos los combustibles**.

Entre los requisitos que impone la Directiva para la **comercialización**, es que *“las máquinas llevan el marcado CE y la indicación del nivel de potencia acústica garantizado y van acompañadas de una declaración CE de conformidad”*. Se especifica, además, que en caso de tratarse de un productor que no tenga presencia en el territorio comunitario, es quién pone en funcionamiento el motor, el que debe velar por el cumplimiento de las obligaciones.

Los límites máximos de emisión de ruido admisible se muestran en la tabla siguiente:

Potencia eléctrica (kW CEE)	Ruido [dB/1 pW]	
	Fase I, a partir del 3.1.2002	Fase II, a partir del 3.1.2006
$P \leq 2$	97 + log P	95 + log P
$2 < P \leq 10$	98 + log P	96 + log P
$P > 10$	97 + log P	95 + log P

Tabla 49: Límites admitidos para el ruido en grupos electrógenos que funcionan al aire libre, según potencia en la Comunidad Europea

Respecto de la norma de ensayo, se establece que para el caso de grupos electrógenos la norma a observar es la **EN ISO 3744:1995**¹⁰⁷, considerando aspectos establecidos en la Directiva, como en funcionamiento de la fuente de ensayo, el cálculo del nivel de presión acústica superficial, la ubicación del micrófono para las mediciones, entre otras. Además, se especifica que el ensayo con carga debe realizarse en observancia al punto 9 de la norma ISO 8528-10:1998¹⁰⁸.

Luego, la Directiva 2005/88/CE modificó la Directiva 2000/14/CE. En lo relacionado con los grupos electrógenos, la norma mantiene los límites máximos de emisión de ruido y retrasa la emisión de informes que analicen la experiencia acumulada en la vigencia de la directiva de 2000.

Finalmente, la última modificación de la Directiva 2000/14/CE data de 2009, con la oficialización del Reglamento (CE) N°219/2009. En lo relativo a grupos electrógenos, se mantienen los límites de emisiones permitidos, las normas de ensayo, la obligación de certificación para la comercialización.

4.5.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

La Comunidad Europea no impone la realización de ensayos para motores en operación, sino que establece ensayos para la homologación, que asegura el correcto funcionamiento (por ejemplo, alarmas de falta de reactivo o calidad de reactivo incorrecta, entre otros). Complementariamente, se establece la obligación de proporcionar o hacer que se proporcione instrucciones sobre el sistema de control de emisiones y su funcionamiento correcto.

Complementariamente, es posible agregar que en la Directiva 2001/80/CE¹⁰⁹ entrega directrices para instalaciones que realizan combustión, pero solo abarca aquellas con una potencia térmica de entrada superior a 50 [MW], por lo que los grupos electrógenos unitarios quedan fuera del alcance.

¹⁰⁷ EN ISO 3744:1995 – Acústica. Determinación de los niveles de potencia sonora de fuentes de ruido utilizando presión sonora. Método de ingeniería para condiciones de campo libre sobre un plano reflectante.

¹⁰⁸ ISO 8528-10:1998 - Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets -- Part 10: Measurement of airborne noise by the enveloping surface method

¹⁰⁹ DIRECTIVA 2001/80/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO 23 de octubre de 2001 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

4.5.4 Instalaciones

A continuación se presenta la regulación para las instalaciones de combustión aplicables en la Comunidad Europea, para la emisión de contaminantes atmosféricos (gases y partículas).

Directiva 2010/75/UE

La Directiva 2010/75/UE¹¹⁰ no aplica a aquellas máquinas que son objeto de la Directiva 97/68/CE¹¹¹. Está orientada a evitar, reducir, y en la medida de lo posible, eliminar la contaminación, y específicamente en su capítulo III alcanza a instalaciones de combustión de potencia térmica superior o igual a 50 [MW_t].

Se considera que 2 o más instalaciones que eliminen sus gases por una única chimenea serán consideradas como una única instalación.

En general, se establece que se medirán en continuo las concentraciones de SO₂, NO_x y partículas (MP) en los gases residuales procedentes de cada instalación de combustión con una potencia térmica nominal total igual o superior a 100 [MW_t]. Complementariamente, se indica que se medirá asimismo en continuo la concentración de CO en los gases residuales de las instalaciones de combustión alimentadas por combustibles gaseosos con una potencia térmica nominal total igual o superior a 100 [MW_t]. Cuando no se requieran mediciones en continuo, se exigirán mediciones de SO₂, NO_x, partículas y, en el caso de las instalaciones alimentadas con gas, también de CO al menos una vez cada seis meses.

Los límites de las emisiones están establecidos en el Anexo V de la misma norma, reconociendo 2 tipos de instalaciones¹¹²:

- a) **Instalaciones que hayan solicitado el permiso de operar antes del 7 de enero de 2013 y cuya operación haya comenzado antes del 7 de enero de 2014. Se exceptúan aquellas instalaciones que en virtud a la Directiva 2001/80/CE se comprometieron a operar menos de 20.000 [h] entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2015.** Los límites de emisiones establecidos se calculan a una temperatura de 273,15 [K], una presión de 101,3 [kPa] y previa corrección del contenido en vapor de agua de los gases residuales y a un porcentaje normalizado de O₂ del 15% para motores de gas y 3% para aquellas que usan combustibles líquidos o sólidos a excepción de motores de gas, son:
 - Motores de gas:¹¹³
 - SO₂: no se establecen límites.
 - NO_x: 0,328 [g/kWh] (0,10 [g/m³]).
 - CO: 0,328 [g/kWh] (0,10 [g/m³]).
 - El resto de las instalaciones:¹¹⁴

¹¹⁰ DIRECTIVA 2010/75/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación). Ver Directiva 2010-75-UE en anexo bibliográfico digital.

¹¹¹ Máquinas móviles no de carretera, entre las que se incluyen GE de potencia entre 19 [kW] y 560 [kW].

¹¹² Se exceptúan las instalaciones que se comprometieron a operar menos de 20.000 [h] entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2015.

¹¹³ Considera el factor de conversión del gas natural, que con el exceso de oxígeno del 15% queda igual a 3,2840 [m³/kWh].

¹¹⁴ Considera el factor de conversión del diésel, que con el exceso de oxígeno del 3% queda igual a 1,0952 [m³/kWh].

Potencia térmica nominal total [MW]	Emisiones de permitidas [g/kWh] (g/Nm ³)		
	SO ₂	NOx	MP
50 – 100	0,383 (0,35)	0,493 (0,45)	0,033 (0,03)
100 - 300	0,274 (0,25)	0,219 (0,20)	0,027 (0,025)
> 300	0,219 (0,20)	0,164 (0,15) ⁽¹⁾⁽²⁾	0,022 (0,02)

Tabla 50: Emisiones permitidas para instalaciones de combustión que utilizan combustibles líquidos, instalaciones operando antes del 7 de enero de 2014

⁽¹⁾ Las instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con una potencia térmica nominal total no superior a 500 [MW] que hayan recibido su permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares presentaron una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no rebasen más de 1.500 [h] anuales de funcionamiento en media móvil calculada en un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisiones de NOx de 0,493 [g/kWh] (0,45 [g/m³]).

⁽²⁾ Las instalaciones de combustión que empleen combustibles líquidos, con una potencia térmica nominal total superior a 500 [MW] con permiso obtenido antes del 27 de noviembre de 2002 o que cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no estén en funcionamiento más de 1.500 [h] de funcionamiento por año como media móvil durante un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisión para NOx de 0,438 [g/kWh] (0,40 [g/m³]).

b) **No cubiertas en la definición anterior:** Los límites de emisiones se establecen bajo las mismas condiciones de presión, temperatura y oxígeno que en el punto anterior.

- Motores de gas¹¹³
 - SO₂: no se establecen límites.
 - NOx: 0,246 [g/kWh] (0,075 [g/m³]).
 - CO: 0,328 [g/kWh] (0,10 [g/m³]).
- Resto de las instalaciones¹¹⁴

Potencia térmica nominal total [MW]	Emisiones de permitidas [g/kWh] (g/Nm ³)		
	SO ₂	NOx	MP
50 – 100	0,383 (0,35)	0,329 (0,30)	0,022 (0,02)
100 - 300	0,219 (0,20)	0,164 (0,15)	0,022 (0,02)
> 300	0,164 (0,15)	0,110 (0,10)	0,011 (0,01)

Tabla 51: Emisiones de permitidas para instalaciones de combustión que utilizan combustibles líquidos, otras instalaciones

Directiva (UE) 2015/2193

La Directiva (UE) 2015/2193¹¹⁵ establece como su objeto el controlar las emisiones al aire de SO₂, NOx y partículas procedentes de instalaciones de combustión medianas, definidas estas como “instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior o igual a 1 MW e inferior a 50 MW (...), con independencia del tipo de combustible utilizado.”

¹¹⁵ Directiva (UE) 2015/2193 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de noviembre de 2015 sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas

Dentro del alcance se **excluyen** las instalaciones alcanzadas por la Directiva 97/68/CE, es decir, los **GE con motor de compresión de potencia nominal inferior a 560 [kW CEE] y con motor de chispa de potencia nominal inferior a 19 [kW CEE]**, y las instalaciones reguladas por los capítulos III¹¹⁶ y IV¹¹⁷ de la Directiva 2010/75/UE.

Respecto de la **obligatoriedad de monitoreo**, se exige la realización de mediciones periódicas al menos:

- Cada tres años en el caso de las instalaciones de combustión medianas con una potencia térmica nominal igual o superior a 1 [MW] e inferior o igual a 20 [MW],
- Todos los años en el caso de las instalaciones de combustión medianas con una potencia térmica nominal superior a 20 [MW].

Como alternativa a las mediciones periódicas, los Estados miembros podrán exigir mediciones en continuo, donde los sistemas de medición automáticos estarán sujetos a control por medio de mediciones paralelas con los métodos de referencia, al menos una vez al año, y el titular informará a la autoridad competente acerca de los resultados de dichos controles.

Complementariamente, se establece que los Estados miembros podrán eximir del cumplimiento de las imposiciones de emisiones, a aquellas instalaciones que no funcionen más de 500 [h] al año, como media móvil durante un periodo de 5 años. Este límite temporal podrá extenderse a 1.000 [h] cuando, en caso de emergencia, se requiera generar electricidad en una isla.

Desde lo anterior, se puede concluir que están dentro del alcance de esta regulación los GE con potencias térmicas entre 1 [MW] y 50 [MW].

Contaminante [g/kWh] (g/Nm ³)	Instalaciones existentes				Instalaciones nuevas ⁽⁶⁾			
	Combustibles líquidos		Combustibles gaseosos ¹¹⁸		Combustibles líquidos		Combustibles gaseosos	
	Gasóleo ¹¹⁹	Otros	GN	Otros	Gasóleo	Otros	GN	Otros
SO ₂	-	0,131 (0,12)	-	0,014 (0,015) ⁽¹⁾	-	0,131 (0,12) ⁽⁴⁾	-	0,014 (0,015) ⁽⁵⁾
NO _x	0,175 (0,19) ⁽²⁾	0,208 (0,19) ⁽²⁾	0,176 (0,19) ⁽³⁾	0,176 (0,19) ⁽³⁾	0,175 (0,19) ⁽⁷⁾	0,208 (0,19) ^{(7) (8)}	0,088 (0,095) ⁽⁹⁾	0,176 (0,19)
MP	-	0,011 (0,01)	-	-	-	0,011 (0,01) ⁽¹⁰⁾	-	-

Tabla 52: Límites de emisiones para instalaciones medianas¹²⁰

⁽¹⁾ 0,056 [g/kWh] (0,06 [g/m³]) en el caso de biogás. 0,121 [g/kWh] (0,13 [g/m³]) en el caso de gases de bajo poder calorífico procedentes de hornos de coque, y 0,060 [g/kWh] (0,065 [g/m³]) en el caso de gases de bajo poder calorífico procedentes de altos hornos (industria siderúrgica).

¹¹⁶ Instalaciones de combustión con potencia térmica nominal igual o superior a 50 [MW], cualquiera sea el tipo de combustible que utilicen, donde se exceptúan instalaciones diversas no relacionadas al alcance del estudio.

¹¹⁷ Instalaciones de incineración de residuos y las instalaciones de coincineración de residuos.

¹¹⁸ Considera el factor de conversión del gas natural, sin exceso de aire.

¹¹⁹ Considera el factor de conversión de la gasolina, sin exceso de aire.

¹²⁰ Elaboración propia en base a DIRECTIVA (UE) 2015/2193, Anexo II: cuadro 3 de la parte 1 y cuadro 2 de la parte 2. Ver DIRECTIVA (UE) 2015-2193 en anexo bibliográfico digital.

⁽²⁾ 2,026 [g/kWh] (1,85 [g/m³]) en los casos siguientes: i) motores diésel cuya fabricación empezara antes del 18 de mayo de 2006, ii) motores de dos combustibles en modo líquido. 0,274 [g/kWh] (0,25 [g/m³]) en el caso de motores con una potencia térmica nominal igual o superior a 1 [MW] e inferior o igual a 5 [MW].

⁽³⁾ 0,352 [g/kWh] (0,38 [g/m³]) en el caso de motores de dos combustibles en modo gas.

⁽⁴⁾ Hasta el 1 de enero de 2025, 0,646 [g/kWh] (0,59 [g/m³]) en el caso de motores diésel que formen parte de una pequeña red aislada o de una micro red aislada.

⁽⁵⁾ 0,037 [g/kWh] (0,04 [g/m³]) en el caso de biogás.

⁽⁶⁾ Los motores en que funcionen entre 500 y 1.500 [h/año] podrán quedar exentos del cumplimiento de valores límite de emisión en caso de que apliquen medidas primarias para limitar las emisiones de NOx y cumplan los valores límite de emisión siguientes: Hasta el 1 de enero de 2025 en instalaciones que formen parte de una pequeña red aislada y de una micro red aislada, 2,026 [g/kWh] (1,85 [g/m³]) en el caso de motores de dos combustibles en modo líquido y 0,352 [g/kWh] (0,38 [g/m³]) en el caso de motores de dos combustibles en modo gas; 1,424 [g/kWh] (1,30 [g/m³]) en el caso de motores diésel con ≤ 1.200 [rpm] con una potencia térmica nominal total inferior o igual a 20 [MW] y 2,026 [g/kWh] (1,85 [g/m³]) en el caso de motores diésel con una potencia térmica nominal total superior a 20 [MW]; 0,821 [g/kWh] (0,75 [g/m³]) en el caso de motores diésel con > 1.200 [rpm].

⁽⁷⁾ 0,246 [g/kWh] (0,225 [g/m³]) en el caso de los motores de dos combustibles en modo líquido.

⁽⁸⁾ 0,246 [g/kWh] (0,225 [g/m³]) en el caso de motores diésel con una potencia térmica nominal total inferior o igual a 20 [MW] con ≤ 1.200 [rpm].

⁽⁹⁾ 0,176 [g/kWh] (0,19 [g/m³]) en el caso de los motores de dos combustibles en modo gas.

⁽¹⁰⁾ Hasta el 1 de enero de 2025, 0,082 [g/kWh] (0,075 [g/m³]) para los motores diésel que sean parte de una pequeña red aislada o de una micro red aislada. 0,022 [g/kWh] en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal total igual o superior a 1 [MW] e inferior o igual a 5 [MW].

4.6 China

La regulación adoptada por China está basada en la normativa europea, y se encuentra vigente desde 2007. En una primera etapa fue consistente con las Etapas I/II para emisiones de motores fuera de ruta. Además de estos motores incluyó aquellos de potencia más pequeña que la alcanzada por la normativa europea, aplicando Tier 1/2.

Posteriormente, en mayo de 2014 el Ministerio de Protección ambiental chino modificó la regulación, adoptando la normativa europea etapas IIIA, IIIB y IV. De igual manera que en la regulación europea, el método de ensayo es equivalente con aquel establecido en ISO 8178.

4.6.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

Según da cuenta la Administración de Normalización de la República Popular de China (Standardization Administration of the People's Republic of China¹²¹), la normativa que establece los límites de emisiones corresponde a GB 20891, en sus versiones de 2007 y de 2014. Previo a ellas, se estableció la norma **JB 8891-1999**¹²², cuyos ensayos se realizaban en concordancia con la familia de normas GB/T 8190 (consistentes con ISO 8178), y los límites establecidos eran los mostrados en la tabla siguiente.

¹²¹ Revisado online en <http://www.sac.gov.cn/>

¹²² JB 8891-1999 – Emission limitations for exhaust pollutants from medium and small power diesel engines

Vigencia	Emisiones [g/kWh]			
	CO	HC	NOx	MP
1 de enero de 2000	12,3	2,6	15,8	-
1 de enero de 2002	8,4	2,1	10,8	-
Pendiente	4,9	1,2	9,0	0,7*

Tabla 53: Límites de emisiones para motores diésel pequeños y medianos, China

* Solo como un elemento de comprobación

GB 20891 – 2007¹²³

Establece imposiciones para las **máquinas no de carretera no de carretera con motores diésel, con potencia nominal inferior a 560 [kW]**. Corresponde una modificación de las Directivas 97/68/CE (hasta la actualización establecida por la Directiva 2002/88/CE) y 74/150/CEE¹²⁴ (hasta la actualización establecida por la Directiva 2000/25/CE), y establece imposiciones que deben cumplirse en 2 etapas. La primera (Etapa I) se hace exigible desde el 1 de octubre de 2007 y la segunda (Etapa II) desde el 1 de octubre de 2009.

En la Tabla 53 se muestran los límites exigidos en cada etapa.

Potencia nominal (P) [kW]	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]		MP [g/kWh]	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Etapa										
130 ≤ P ≤ 560	5,0	3,5	1,3	1,0	9,2	6,0	-	-	0,54	0,2
75 ≤ P < 130	5,0	5,0	1,3	1,0	9,2	6,0	-	-	0,7	0,3
37 ≤ P < 75	6,5	5,0	1,3	1,3	9,2	7,0	-	-	0,85	0,4
18 ≤ P < 37	8,4	5,5	2,1	1,5	10,8	8,0	-	-	1,0	0,8
8 ≤ P < 18	8,4	6,6	-	-	-	-	12,9	9,5	-	0,8
0 < P < 8	12,3	8,0	-	-	-	-	10,5	10,5	-	1,0

Tabla 54: Límites de emisiones para motores diésel en China, Etapas I y II

Es importante destacar que China establece límites para todos los motores con una potencia nominal inferior o igual a 560 [kW], mientras que en la normativa europea se excluyen de la imposición de límites los motores de menos de 18 [kW] y para motores de encendido por chispa.

Respecto de la homologación, se establece que es responsabilidad del fabricante o de quién comercialice el motor en territorio chino, pudiendo certificarse un tipo de motor o una familia de motores.

Respecto del método de ensayo, se especifica que uno de los cambios respecto de la normativa europea es que se requiere la aplicación del ciclo de ensayo G2, descrito en ISO 8178.

GB 20891 – 2014

Entrega, al igual que su antecesora, requerimientos que deben cumplir máquinas no de carretera con motores diésel. Con su oficialización se derogó la norma GB 20891 – 2007 y se establecieron

¹²³ GB 20891 – 2007 - Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery (I – II). Ver GB 20891 – 2007 en anexo bibliográfico digital.

¹²⁴ Directiva 74/150/CEE del Consejo, de 4 de marzo de 1974, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre la homologación de los tractores agrícolas y forestales de ruedas

las Etapas III y IV relativas a límites de emisiones. Esta actualización corresponde a una modificación de la Directiva 97/68/CE (hasta la actualización establecida por la Directiva 2004/26/CE).

Los requisitos de la Etapa III se deben cumplir a partir del 1 de octubre de 2014, es decir, las certificaciones de motores deben realizarse en consistencia a los requerimientos de la Etapa III. Luego, desde el 1 de abril de 2016 todos los motores que sean vendidos (estén o no integrados en otro artefacto), deben cumplir con los requisitos de la Etapa III, es decir, se prohíbe la comercialización desde aquella fecha de motores que no cumplan con la normativa.

En la misma normativa se establecen las diferencias con la norma de 2007, entre las que se mencionan:

- Los límites de emisiones son más estrictos,
- Aumento del ciclo de transición (NRTC),
- Impone exigencias para motores con potencia nominal superior a 560 [kW].
- Aumentan los requisitos de durabilidad de los mecanismos de control de emisiones,

Los límites de emisiones por Etapa y por potencia nominal se muestran en la tabla siguiente.

Potencia nominal (P) [kW]	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]		MP [g/kWh]	
	III	IV	III	IV	III	IV	III	IV	III	IV
Etapa										
P > 560	3,5	3,5	-	0,40	-	3,5; 6,7 ⁽¹⁾	6,4	-	0,20	0,10
130 ≤ P ≤ 560	3,5	3,4	-	0,19	-	2,0	4,0	-	0,20	0,025
75 ≤ P < 130	5,0	5,0	-	0,19	-	3,3	4,0	-	0,30	0,025
56 ≤ P < 75	5,0	5,0	-	0,19	-	3,3	4,7	-	0,40	0,025
37 ≤ P < 56	5,0	5,0	-	-	-	-	4,7	4,7	0,40	0,025
P < 37	5,5	5,5	-	-	-	-	7,5	7,5	0,60	0,60

Tabla 55: Límites de emisiones para motores diésel en China, Etapas III y IV

⁽¹⁾ Aplica a GE diésel con potencia superior a 900 [kW].

GB 26133 – 2010¹²⁵

La norma GB 26133 – 2010 establece las imposiciones que deben observar los motores de encendido por chispa. Dentro del alcance de la norma se establece que aplica a máquinas móviles no de carretera con motores de explosión, cuya potencia neta sea inferior a 19 [kW], entre las que se mencionan los generadores eléctricos. Se indica que aplica además, para motores de potencia neta superior a 19 [kW] y con un volumen de trabajo no superior a 1 litro, y quedan fuera del alcance de la norma, aquellos motores fabricados para la exportación.

El cumplimiento de las disposiciones de esta normativa es necesario para poder comercializar este tipo de máquinas en el territorio chino. Estos límites se muestran en la Tabla 55.

Categoría de motor	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Fase								
SH1	805	805	295	-	5,36	10	-	50
SH2	805	805	241	-	5,36	10	-	50

¹²⁵ GB 26133 – 2010 - Limits and Measurement Methods for Exhaust Pollutants from Small Spark Ignition Engines of Non-road Mobile Machinery (I, II). Ver GB26133 – 2010 en anexo bibliográfico digital.

Categoría de motor	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]	
	I	II	I	II	I	II	I	II
Fase								
SH3	603	603	161	-	5,36	10	-	72
FSH1	519	610	-	-	-	10	50	50
FSH2	519	610	-	-	-	10	40	40
FSH3	519	610	-	-	-	10	16,1	16,1
FSH4	519	610	-	-	-	10	13,4	12,1

Tabla 56: Límites de emisiones para motores de gasolina, Etapas I y II, China ¹²⁶

Es importante mencionar que los valores de límites para los motores no de carretera a gasolina son idénticos a los establecidos por la comunidad europea (ver Tabla 44). Complementariamente, se establece que la norma corresponde a una modificación de las directivas europeas 97/68/CE y 2002/88/CE, además de la parte 90 del CFR de Estados Unidos.

Los ensayos para motores de gasolina se realizan en concordancia con GB/T 8190.4, que es equivalente a ISO 8178, según se recoge de la parte B.3.5.1 de la norma GB 26133 – 2010.

4.6.2 Ruido

Para el caso de ruido, se cuenta con regulaciones separadas para motores diésel y bencineros.

Para **pequeños motores bencineros**, que son aquellos con una **potencia nominal igual o inferior a 30 [kW]**, en la norma **GB 15739**, se establecen límites para la emisión de ruido, los que excluyen a motores en vehículos o motores fuera de borda. Los límites establecidos son los que se muestran en la tabla siguiente:

Tipo de motor de gasolina		Potencia nominal (P) [kW]					
		P ≤ 1,5	1,5 < P ≤ 3	3 < P ≤ 6	6 < P ≤ 10	10 < P ≤ 15	15 < P ≤ 30
Bajo nivel de ruido dB(A)	De 2 tiempos	102	104	108	110	-	-
	De 4 tiempos	99	102	106	108	111	114
Tipo general dB(A)	De 2 tiempos	104	106	110	112	-	-
	De 4 tiempos	101	104	108	111	113	116
Alto nivel de ruido dB(A)	De 2 tiempos	108	110	112	114	-	-
	De 4 tiempos	103	106	110	112	115	118

Tabla 57: Niveles de ruido máximo admisibles por tipo de motor bencinero con potencia nominal menor a 30 [kW], China

Para **motores diésel** recíprocos, cuyo diámetro del cilindro es inferior o igual a 160 [mm]. Complementariamente, en el estándar se establece que puede aplicarse como referencia a motores con un diámetro de pistón menor o igual a 160 [mm] y menor a o igual a 200 [mm].

Los límites son establecidos según la potencia nominal y velocidad de giro del motor, como se muestra en la tabla siguiente.

¹²⁶ La cilindrada de cada categoría se muestra en la tabla siguiente. Es importante mencionar que, aun cuando no se especifica en esta norma, sí se hace en la europea: La clase SH se refiere a motores portátiles y FSH no portátiles, ambos de potencia nominal menor o igual a 19 [kW], con:

Clase	SH1	SH2	SH3	FSH1	FSH2	FSH3	FSH4
Cilindrada (cc)	< 20	≥ 20 y < 50	≥ 50	< 66	≥ 66 y < 100	≥ 100 y < 225	≥ 225

Potencia nominal (P) [kW]	Velocidad de giro (R) [rpm]					
	R ≤ 1.500	1.500 < R ≤ 2.000	2.000 < R ≤ 2.500	2.500 < R ≤ 3.000	3.000 < R ≤ 3.500	R > 3.500
P ≤ 2,5	96	97	98	99	100	101
2,5 < P ≤ 3,2	97	98	99	100	101	102
3,2 < P ≤ 4,0	98	99	100	101	102	103
4,0 < P ≤ 5,0	99	100	101	102	103	104
5,0 < P ≤ 6,3	100	101	102	103	104	105
6,3 < P ≤ 8,0	101	102	103	104	105	106
8,0 < P ≤ 10,0	102	103	104	105	106	107
10,0 < P ≤ 12,5	103	104	105	106	107	108
12,5 < P ≤ 16,0	104	105	106	107	108	109
16,0 < P ≤ 20,0	105	106	107	108	109	110
20,0 < P ≤ 25,0	106	107	108	109	110	111
25,0 < P ≤ 31,5	107	108	109	110	111	112
31,5 < P ≤ 40	108	109	110	111	112	113
40 < P ≤ 50	109	110	111	112	113	114
50 < P ≤ 63	110	111	112	113	114	115
63 < P ≤ 80	111	112	113	114	115	116
80 < P ≤ 100	112	113	114	115	116	117
100 < P ≤ 125	113	114	115	116	117	118
125 < P ≤ 160	114	115	116	117	118	119
160 < P ≤ 200	115	116	117	118	119	120
200 < P ≤ 250	116	117	118	119	120	121
250 < P ≤ 315	117	118	119	120	121	122
315 < P ≤ 400	118	119	120	121	122	123
400 < P ≤ 500	119	120	121	122	123	124
500 < P ≤ 630	120	121	122	123	124	125
630 < P ≤ 800	121	122	123	124	125	126
800 < P ≤ 1.00	122	123	124	125	126	127
1.000 < P ≤ 1.250	123	124	125	126	127	128
1.250 < P ≤ 1.600	124	125	126	127	128	129
1.600 < P ≤ 2.000	125	126	127	128	129	130
P > 2.000	126	127	128	129	130	131

Tabla 58: Límites de ruido admisibles para motores diésel, según potencia nominal y velocidad de giro, China

Sobre las normas para la determinación de ruido para grupos electrógenos se identifican en el país, la norma GB/T 2820.10-2002 – Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets Part 10: Measurement of airborne noise by the enveloping combustion method. Esta norma especifica que las mediciones deben realizarse considerando ISO 3744 o de ISO 3746.

Complementariamente, es posible afirmar que a nivel internacional, la determinación de las emisiones de potencia acústica se realiza preponderantemente en consistencia con las disposiciones de la familia de normas ISO 374X¹²⁷. Las normas ISO han sido adoptadas en China con los niveles de concordancia y bajo el título que se indica en la tabla siguiente:

¹²⁷ Esto fue confirmado por un experto en la materia, el Sr. Patricio San Martín, Gerente Comercial de Silentium.

Norma ISO	Norma China	Nivel de correspondencia
ISO 3740:2000 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources – Guidelines for the use of basic standards	GB/T 14367-2006 – Acoustics—Determination of sound power levels of noise sources—Guidelines for the use of basic standards	Modificación
ISO 3741:1999 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure – Precision methods for reverberation rooms	GB/T 6881.1-2002 – Acoustics—Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure—Precision methods for reverberation rooms	Idéntica
ISO 3743-1:1994 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources – Engineering methods for small, movable sources in reverberant fields – Part 1: Comparison method for hard-walled test rooms	GB/T 6881.2-2002 – Acoustics—Determination of sound power levels of noise sources—Engineering methods for small, movable sources in reverberant field—Part 1: Comparison method for hard-walled test rooms	Idéntica
ISO 3743-2:1994 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure – Engineering methods for small, movable sources in reverberant fields – Part 2: Methods for special reverberation test rooms	GB/T 6881.3-2002 – Acoustics—Determination of sound power levels of noise sources—using sound pressure—Engineering methods for small, movable sources in reverberant fields—Part 2: Methods for special reverberation test rooms	Idéntica
ISO 3744 – Acoustics – Determination of sound power levels and sound energy levels of noise sources using sound pressure – Engineering methods for an essentially free field over a reflecting plane	GB/T 3767:1996 – Acoustics. Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure. Engineering method in an essentially free field over a reflecting plane	Equivalente
ISO 3745: 2003 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure – Precision methods for anechoic and hemi-anechoic rooms	GB/T 6882-2008 – Acoustics – Determination of sound power levels of noise sources using pressure – Precision methods for anechoic and hemi-anechoic rooms	Idéntica
ISO 3746:1995 – Acoustics – Determination of sound power levels and sound energy levels of noise sources using sound pressure – Survey method using an enveloping measurement surface over a reflecting plane	GB/T 3768-1996 – Acoustics—Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure—Survey method using an enveloping measurement surface over a reflecting plane	Equivalente

Tabla 59: Normas de ensayo de ruido vigentes en China

4.6.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

No se identifican requerimientos de emisiones para grupos electrógenos en operación.

4.7 India

La regulación de ruido y emisiones de los generadores eléctricos en India es realizada por el Gobierno Central, a través de Environment (Protection) Rules, que fue establecido en 1986, y que es actualizado a través de enmiendas.

4.7.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

Los generadores eléctricos son regulados en India, como indica la Junta Directiva Central de Control de la Contaminación¹²⁸, que entrega requerimientos diferenciados según el combustible utilizado por ellos.

Como requisito general, se establece que **cada fabricante, importador o ensamblador** de motores de combustión a gas dedicados para grupos electrógenos fabricados o importados a India **deben obtener la Aprobación de Tipo**, que indica que un producto o familia de productos cumplen con las exigencias normativas del país, y cumplir con la **Conformidad de Producción (COP)**, que asegura la habilidad de producir un producto de acuerdo a determinadas especificaciones técnicas y con características predeterminadas, para los límites de emisiones.

Para dar cuenta que el grupo electrógeno cumple con las imposiciones de emisiones, debe fijarse al equipo una etiqueta que debe ser durable y legible, en una parte necesaria para el funcionamiento del motor y que no debiese ser normalmente remplazada durante la vida útil del equipo.

A continuación se detallan los requerimientos establecidos en la normativa.

Grupos electrógenos que operan con gas natural o gas licuado de petróleo

La reglamentación vigente denominada “Environment (Protection) Third Amendment Rules, 2016”, fue oficializada el 7 de marzo de 2016 y que entró en vigencia el 1º de julio de 2016, para generadores eléctricos con potencia nominal inferior o igual a 800 [kW], establece los límites de emisiones según la potencia del motor que se muestra en la tabla siguiente:

Potencia nominal (P)	NO _x + HCNM NO _x + HCR ⁽¹⁾ [g/kWh]	CO [g/kWh]
P ≤ 19 [kW]	7,5	3,5
19 [kW] < P ≤ 75 [kW]	4,7	3,5
75 [kW] < P ≤ 800 [kW]	4,0	3,5

Tabla 60: Límites de emisiones establecidos para motores que usan GLP o GN, India

(1) HCNM debe ser igual a $0,3 \cdot HCT$ para GN y HCR debe ser igual a $0,5 \cdot HCT$ para GLP

Esta regulación incluye a los generadores eléctricos cuyos motores operan con un único combustible gaseoso (GN o GLP), y se aplican para Fabricantes de Equipos Originales (OEM, por sus siglas en inglés).

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de la norma de emisiones están mencionadas en la norma y son:

- Asociación de Investigación Automotriz de la India (Automotive Research Association of India);
- Centro Internacional de Tecnología Automotriz (International Centre for Automotive Technology);
- Corporación de Combustibles de India, Centro de Investigación y Desarrollo (Indian Oil Corporation, Research and Development Centre);

¹²⁸ <http://cpcb.nic.in/>

- Instituto Indio del Petróleo (Indian Institute of Petroleum, Dehradun);
- Establecimiento de Desarrollo e Investigación de Vehículos (Vehicle Research Development Establishment).

Grupos electrógenos que operan con gasolina y gas natural, o gasolina y gas licuado de petróleo

A partir del 1º de agosto de 2016, como se establece en “Environment (Protection) Third Amendment Rules, 2016”, los grupos electrógenos con motores de encendido por chispa con una potencia nominal hasta 19 [kW], con un desplazamiento de hasta 400 cc, motores de combustible dual gasolina/GN o gasolina/GLP¹²⁹, deben cumplir con los límites de emisiones que se muestran en la Tabla 60.

Clase	Desplazamiento (D) [cc]	CO [g/kWh]	NO _x + HCT
			NO _x + HCNM NO _x + HCR [g/kWh]
1	D ≤ 99	250	12
2	99 < D < 225	250	10
3	225 ≤ D ≤ 400	250	8

Tabla 61: Límites de emisiones establecidos para motores que usan gasolina y GLP o gasolina y GN, India

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de emisiones son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Complementariamente se establece que:

- Las emisiones de HCNM serán iguales a $0,3 \cdot HCT$ en caso de GN y $0,5 \cdot HCT$ en caso de GLP.
- Las normas serán aplicables a fabricantes de equipos originales (OEM) que construyan generadores de combustible dual con potencia nominal hasta 19 [kW] y hasta 400 [cc] de desplazamiento, que utilicen gasolina/GN o gasolina/GLP. La conversión o el reacondicionamiento de grupos electrógenos existentes que usan gasolina o kerosene a duales diésel/GN o diésel/GLP está prohibida.
- Los límites de emisiones son aplicables a la Aprobación de tipo y Conformidad de Producción, realizado por agencias autorizadas, y debe ser cumplido para operación solo con gasolina, o con mezclas.
- Las emisiones de NO_x + HCT serán medidas cuando solo se utiliza gasolina.
- Las emisiones de NO_x + HCNM, o NO_x + HCR serán medidos con uso de gasolina/GN y gasolina/GLP, respectivamente.

¹²⁹ Se refiere a motores que utilizan gasolina como combustible primario y GLP o GN como combustible suplementario, cada uno en una proporción determinada, y que son capaces de funcionar solo con gasolina, en caso de no contar con GLP o GN.

Grupos electrógenos que operan con diésel y gas natural o diésel y gas licuado de petróleo

Desde el 1 de julio de 2016, como se establece en “Environment (Protection) Third Amendment Rules, 2016”, los grupos electrógenos con motores duales con potencia nominal hasta 800 [kW], que operan con diésel y gas natural o diésel y gas licuado de petróleo, deben cumplir con los límites que se muestran en la tabla siguiente:

Potencia nominal (P) [kW]	Límites de emisiones [g/kWh]			Límites de humo
	NO _x + THC, o NO _x + HCNM, o HCR	CO	MP	Coefficiente de absorción de luz [1/m]
P ≤ 19	7,5	3,5	0,3	0,7
19 < P ≤ 75	4,7	3,5	0,3	0,7
75 < P ≤ 800	4,0	3,5	0,2	0,7

Tabla 62: Límites de emisiones establecidos para motores que usan diésel/GLP o diésel/ GN, India

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de emisiones son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Complementariamente se establece que:

- Las emisiones de NO_x + HCT serán medidas cuando solo se utiliza diésel.
- Las emisiones de NO_x + HCNM, o HCR serán medidos con operación de mezcla de combustibles.
- Las emisiones de HCNM serán iguales a $0,3 \cdot HCT$ en caso de GN y $0,5 \cdot HCT$ en caso de GLP.
- Las normas serán aplicables a fabricantes de equipos originales (OEM) que construyan generadores duales diésel/GN o diésel/GLP. La conversión o el reacondicionamiento de grupos electrógenos diésel existentes a duales diésel/GN o diésel/GLP está prohibida.

Grupos electrógenos que operan con gasolina o kerosene

Como se oficializó el 7 de agosto de 2013, a través del Environment (Protection) (Second Amedment) Rules, se establecen límites de emisiones para grupos electrógenos que operan con gasolina o kerosene, y son los que se muestran en la Tabla 62. Es importante mencionar que los límites son consistentes con aquellos establecidos para grupos electrógenos duales que operan con gasolina y GN/GLP.

Clase	Desplazamiento (D) [cc]	CO [g/kWh]	NO _x + HCT NO _x + HCNM NO _x + HCR [g/kWh]
1	$D \leq 99$	250	12
2	$99 < D < 225$	250	10
3	$225 \leq D \leq 400$	250	8

Tabla 63: Límites de emisiones establecidos para motores que usan gasolina o kerosene, India

Respecto de los estándares se establece que el método de ensayo será el especificado en SAE J 1088¹³⁰ y el modo de medición será el ciclo D1-3 especificado bajo la norma ISO 8178: Parte 4. Complementariamente, se establece que las Aprobaciones de Tipo o certificados de Conformidad de Producción entregados previamente a la publicación de la norma, o que sean válidos hasta el 31 de mayo de 2014 en adelante, serán reemitidos considerando la nueva normativa.

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de emisiones son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Grupos electrógenos que operan con diésel

Con fecha del 11 de diciembre de 2013, a través de Environment (Protection) (Third Amendment) Rules, 2013, se establece que grupos electrógenos con una potencia nominal **hasta 800 [kW]** deben cumplir, a partir del 1 de abril de 2014, con los límites establecidos en la Tabla 63.

Potencia nominal (P) [kW]	Límites de emisiones [g/kWh]			Límites de humo
	NO _x + THC, o NO _x + HCNM, o HCR	CO	MP	Coefficiente de absorción de luz [1/m]
P ≤ 19	7,5	3,5	0,3	0,7
19 < P ≤ 75	4,7	3,5	0,3	0,7
75 < P ≤ 800	4,0	3,5	0,2	0,7

Tabla 64: Límites de emisiones establecidos para motores que usan diésel, India

Se establece en el cuerpo normativo que los ensayos serán desarrollados observando los ciclos D2-5 de ISO 8178 – Parte 4.

Es importante mencionar que los límites para los motores que utilizan únicamente diésel, son los mismos que para grupos electrógenos que operan de modo dual, con diésel y gas (licuado de petróleo o natural).

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de emisiones son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Por otro lado, para motores diésel para plantas de potencia nominal, grupos electrógenos u otros requerimientos, con una **potencia nominal superior a 800 [kW]** se establecen los requerimientos en Environment (Protection) Third Amendment Rules 2002, que se muestran en la Tabla 64¹³¹, donde las categorías de área A y B se definen como:

- Categoría A: áreas en los límites municipales de pueblos o ciudades, con una población de más de 10.000 habitantes y 5 [km] más allá de los límites municipales de tales pueblos o ciudades.
- Categoría B: áreas no cubiertas en la categoría A.

¹³⁰ SAE J 1088 - Test Procedure for the Measurement of Gaseous Exhaust Emissions from Small Utility Engines, fue cancelada en marzo de 2013, según da cuenta SAE International. Ver (SAE J 1088-cancelación) en anexo bibliográfico digital.

¹³¹ Considera factor de conversión del diésel, que con un 15% de exceso de aire asciende a 3,3228 [m³/kWh]

Parámetro	Categoría de área	Potencia nominal total de la planta (incluye grupos electrógenos nuevos y existentes)	Fecha de puesta en servicio de los grupos electrógenos		
			Antes de 1/07/2003	Entre 1/07/2003 y 1/7/2005	En o después de 1/07/2005
NO _x (Como NO ₂) (con 15% O ₂), base seca, en [g/kWh] (g/m ³)	A	Hasta 75 MW	3,66 (1,10)	3,22 (0,97)	2,36 (0,71)
	B	Hasta 150 MW			
	A	Más de 75 MW	3,66 (1,10)	2,36 (0,71)	1,20 (0,36)
	B	Más de 150 MW			
HCNM (como C) (con 15% de O ₂) en [g/kWh] (g/Nm ³)	A y B		0,498 (0,15)	0,332 (0,10)	
MP (con 15% de O ₂) en [g/kWh] (g/Nm ³)	Diésel HSD y LDO	A y B	0,249 (0,075)	0,249 (0,075)	
	Aceites de horno LSHS y FO	A y B	0,498 (0,15)	0,332 (0,10)	
CO (con 15% de O ₂) en [g/kWh] (g/Nm ³)	A y B		0,498 (0,15)	0,498 (0,15)	
Contenido de azufre en combustible	A		< 2%		
	B		< 4%		
Especificación de combustible	A	Hasta 5 MW	Solo diésel (HSD, LDO) deben ser usados		
Altura de chimenea, para grupos electrógenos puesto en marcha después de 1/07/2003.	La altura de la chimenea debe ser el máximo de los siguientes: (i) $14Q^{0,3}$, Q =emisión total de SO ₂ desde la planta, en [kg/h]. (ii) Mínimo de 6 [m] sobre el edificio en el que está emplazado el grupo electrógeno. (iii) 30 [m]				

Tabla 65: Requerimientos para grupos electrógenos con potencia nominal superior a 800 kW, India

Entre los requerimientos se establece que los resultados de MP, HCNM y CO deben ser normalizados a 25°C, 1,01 [kPa] en base seca., y que las mediciones deben ser realizadas en estado estacionario con una carga superior al 85% de la nominal.

Para la medición de las emisiones, se bene utilizar los métodos que se muestran en la tabla siguiente:

Contaminante	Método de medición
Partículas	Gravimétrico
SO ₂	Perclorato de bario – Método indicador thorin
NO _x	Luminiscencia química, Infra rojo no dispersivo, ultravioleta no dispersivo (para medición continua), método fenol disulfónico
CO	Infra rojo no dispersivo
O ₂	Paramagnético, sensor electroquímico
HCNM	Cromatografía de gases – Detector de ionización de llama

Tabla 66: Métodos de determinación de emisiones

4.7.2 Ruido

La normativa para ruido está contenida en las mismas enmiendas al Acta de Protección Ambiental que regulan las emisiones de gases contaminantes. Las imposiciones se detallan a continuación, para cada combustible, como en el caso de las emisiones.

La certificación de cumplimiento es similar que para el caso de emisiones. Aplica a grupos electrógenos que se fabriquen o importen para ser utilizados en India. Como requisito para comercializar los productos en el país, se establece que cada fabricante o importador debe tener certificados de Aprobación de Tipo para todos los modelos de productos. Cada fabricante debe entregar sus productos para la verificación de Conformidad de Producción para emisiones y ruido.

Para dar cuenta que el grupo electrógeno cumple con las imposiciones de ruido, debe fijarse al equipo una etiqueta que debe ser durable y legible, en una parte necesaria para el funcionamiento del motor y que no debiese ser normalmente remplazada durante la vida útil del equipo.

Grupos electrógenos que operan con gas natural y gas licuado de petróleo

Se establece en “Environment (Protection) Third Amendment Rules, 2016”, que la presión de sonido máxima permitida, para generadores con una potencia nominal igual o inferior a 800 [kW], es de 75 [dB(A)], a 1 metro desde la superficie de la envolvente del generador. Complementariamente se establece que los generadores deben ser provistos con una envolvente acústica integral en la etapa de fabricación. Los requerimientos normativos para el ruido serán exigibles a partir del 1º de enero de 2017.

Para generadores no cubiertos en el párrafo anterior, deben cumplir con lo siguiente:

- El ruido de los grupos electrógenos debe ser controlado con un encapsulamiento acústico, o bien tratando el cuarto de emplazamiento.
- El encapsulamiento acústico debe estar diseñado para una pérdida mínima de inserción de 25 [dB(A)], o para cumplir con los estándares de ruido ambiente, lo que sea más alto (si el ruido ambiente actual es más alto, puede no ser posible verificar el desempeño del encapsulamiento acústico, o el tratamiento acústico. Bajo tales circunstancias el desempeño puede ser verificado para reducción de ruido hasta el nivel actual de ruido ambiente, preferentemente en la noche, entre las 22:00 y las 06:00). La medición de las pérdidas de inserción debe ser hecha en diferentes puntos a 0,5 [m] desde el encapsulamiento acústico o del cuarto, y ser promediados.
- El grupo electrógeno deberá estar provisto de un silenciador de escape, con una pérdida de inserción de un mínimo de 25 [dB(A)].
- Los usuarios deben hacer esfuerzos para disminuir los niveles de ruido, observando requerimientos de ruido ambiente y la ubicación y medidas de control adecuadas.
- La instalación de los grupos electrógenos debe estar en estricta concordancia con las recomendaciones del fabricante.
- Una rutina adecuada y un procedimiento de mantenimiento preventivo deben ser desarrollados consistente las disposiciones de los fabricantes.

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimientos de los niveles de ruido están mencionadas en la norma y son:

- Asociación de Investigación Automotriz de la India (Automotive Research Association of India);
- Centro Internacional de Tecnología Automotriz (International Centre for Automotive Technology);
- Instituto de Investigación en Control de Fluidos (Fluid Control Research Institute);
- Casa Nacional de Ensayo (National Test House);
- Laboratorio Nacional Aeroespacial (National Aerospace Laboratory);

- Laboratorio de Ciencia y Tecnología Naval (Naval Science and Technology Laboratory).

Grupos electrógenos que operan con gasolina y gas natural, o gasolina y gas licuado de petróleo

Para motores de chispa con una potencia nominal de hasta 19 [kW] y 400 [cc] de desplazamiento que funcionan con gasolina y gas natural, o gasolina y gas licuado de petróleo, deben cumplir, a partir del 1º de septiembre, con un límite para la para el nivel de potencia sonora de 86 [dB(A)].

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de ruido son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Grupos electrógenos que operan con diésel y gas natural o diésel y gas licuado de petróleo

Como se oficializó el 7 de agosto de 2013, a través del Environment (Protection) (Second Amedment) Rules, se establecen límites para el nivel de potencia sonora, en 86 [dB(A)].

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de ruido son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

Grupos electrógenos que operan con diésel

Los límites para emisión de ruido en grupos electrógenos fueron establecidos en Environment (Protection) second Amendment Rules del 17 de mayo de 2002, junto a todas las amendas hasta la del 15 de marzo de 2011.

En la normativa se establece que los grupos electrógenos que operan con diésel, con potencia nominal de hasta **1.000 [kVA]**, **fabricados en o con posterioridad al 1 de enero de 2005**, no deben sobrepasar una **potencia sonora de 75 dB(A)** a un metro de la superficie de encapsulamiento.

Se indica, además, que el grupo electrógeno que funciona con diésel debe ser entregado con un encapsulamiento acústico integral, en la propia fabricación.

Para equipos diésel con una **potencia nominal superior a 1.000 [kVA]**, el ruido debe ser controlado con la provisión de un encapsulamiento acústico, o bien con el tratamiento acústico, por parte del usuario final, de la habitación donde se va a emplazar el grupo electrógeno. El encapsulamiento o el tratamiento acústico deben ser diseñados para una pérdida de inserción mínima de 25 [dB(A)], o para cumplir con los estándares de ruido ambiental. La medición de las pérdidas de inserción, a ser luego promediadas, deben ser hechas a diferentes puntos separados a 0,5 [m] desde el encapsulamiento o el tratamiento acústico.

Se establece, además, que los grupos electrógenos diésel deben ser provistos con un silenciados con una pérdida de inserción mínima de 25 [dB(A)].

Las instituciones que pueden realizar la homologación y verificación de conformidad, y emitir los certificados de cumplimiento de los niveles de ruido son las mismas que las autorizadas para el caso de motores a gas.

4.7.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

En la normativa no se establecen requerimientos de ensayo in situ, salvo para aquellos grupos electrógenos de potencia nominal superior a 800 [kW], que si no tienen un encapsulamiento acústico, debe verificarse las características del lugar de emplazamiento.

4.8 Reino Unido

El Reino Unido observa la misma normativa que la Comunidad Europea, dado que se debe dar cumplimiento a las Directivas relacionadas con motores no utilizados en transporte (nonroad)¹³². La regulación fue establecida en el Reino Unido por “Non-Road Mobile Machinery (Emission of Gaseous and Particulate Pollutants) Regulations 1999” (Statutory Instrument No. 1999/1053).

4.8.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

En la normativa se establece que la multa por suministrar máquinas móviles no de carretera que no hayan sido aprobados es de £5.000, lo que además constituye una violación al Consumer Protection Act 1987, lo que puede conllevar 3 meses de cárcel y una multa ilimitada.¹³³

En la documentación relacionada con la certificación de máquinas móviles no de carretera, del Departamento de Transporte del gobierno británico,¹³⁴ se establece que se debe dar cumplimiento a la Directiva 97/68/CE, que ha sido incorporada en la regulación de todo el territorio, a través de **Statutory Instrument No. 1999/1053** que limita el alcance, excluyendo a los grupos electrógenos. Sin embargo, en la amenda de 2004, **Statuary Instrument 2004/2034** que implementa las modificaciones realizadas por la Comunidad Europea de la Directiva 2002/88/CE, se eliminó la exclusión de los grupos electrógenos.

El Statutory Instrument No. 1999/1053, antes de la modificación que incluyó en su alcance a los grupos electrógenos fue modificado por el **Statuary Instrument 2002/1649**, que no modificó los límites establecidos para las emisiones, como tampoco lo hizo la amenda que incluyó a los grupos electrógenos. Así, los límites para las emisiones vigentes a 2004 eran los que se muestran en la Tabla 66, que aplican a **motores de compresión**.

Potencia nominal (P) [kW}	CO [g/kWh]		HC [g/kWh]		NOx [g/kWh]		MP [g/kWh]	
	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II
130 ≤ P ≤ 560	5,0	3,5	1,3	1,0	9,2	6,0	0,54	0,2
75 ≤ P < 130	5,0	5,0	1,3	1,0	9,2	6,0	0,70	0,3
37 ≤ P < 75	6,5	5,0	1,3	1,3	9,2	7,0	0,85	0,4
18 ≤ P < 37	-	5,5	-	1,5	-	8,0	-	0,8

Tabla 67: Emisiones permitidas en la Etapa I y II, Reino Unido

Es importante destacar que, dada la fecha de incorporación de los grupos electrógenos en la normativa, ya estaba en vigencia la Etapa II según la Directiva europea. Sin embargo, en Statuary Instrument 2004/2034, se establece que motores de compresión, de velocidad constante puestos en el mercado después del 31 de diciembre de 2006, cumplen con los requerimientos de la Fase II.

¹³² Ver (Sources of particles in the UK) en anexo bibliográfico digital.

¹³³ Ver (Non-Road Mobile Machinery-UK) en anexo bibliográfico digital.

¹³⁴ Ver (Flexibility-form UK) en anexo bibliográfico digital.

Complementariamente, con la modificación de 2004, se incorporaron los motores de chispa, cuyas clases son determinadas por el desplazamiento, como se muestra en la Tabla 67.

	Clase	Desplazamiento (D) [cc]
Motores portátiles	SH:1	D < 20
	SH:2	20 ≤ D < 50
	SH:3	D ≥ 50
Motores no portátiles	SN:1	D < 66
	SN:2	66 ≤ D < 100
	SN:3	100 ≤ D < 225
	SN:4	D ≥ 225

Tabla 68: Clases de motores de chispa, Reino Unido

Respecto de los límites, la norma del Reino Unido referencia los límites de la Directiva 2002/88/CE, por lo que son los mismos que los observados en la Comunidad Europea (ver Tabla 44), y que se repiten a continuación.

Clase	Monóxido de carbono [g/kWh]		Hidrocarburos [g/kWh]		Óxidos de nitrógeno [g/kWh]		HC + NOx [g/kWh]	
	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II
SH:1	805	805	295	-	5,36	10	-	50
SH:2	805	805	241	-	5,36	10	-	50
SH:3	603	603	161	-	5,36	10	-	72
SN:1	519	610	-	-	-	10	50	50
SN:2	519	610	-	-	-	10	40	40
SN:3	519	610	-	-	-	10	16,1	16,1
SN:4	519	610	-	-	-	10	13,4	12,1

Tabla 69: Límites de emisiones para motores de chispa, Reino Unido

Respecto de las fechas de observancia de la normativa, se establece que los motores puestos en el mercado con posterioridad al 11 de febrero de 2005, deben cumplir con las imposiciones de la Fase I de la Tabla 68. Luego, no pueden colocarse en el mercado, con posterioridad a la fecha establecida en la Tabla 69, motores que sobrepasen los límites de emisiones de la Fase II que se muestra en la Tabla 68.

Clase	Fecha para fabricantes de pequeños volúmenes ¹³⁵	Fecha para el resto de los fabricantes
SN:1 y SN:2	1 de febrero de 2008	1 de febrero de 2005
SN:4	1 de febrero de 2010	1 de febrero de 2007
SH:1, SH:2 y SN:3	1 de febrero de 2011	1 de febrero de 2008
SH:3	1 de febrero de 2012	1 de febrero de 2009

Tabla 70: Fecha desde la cual se deben poner en el mercado solo motores que cumplen la normativa, Reino Unido

Luego, el **Statutory Instrument 2006/29** introduce modificaciones al Statutory Instrument 1999/1053 para actualizarla según las modificaciones introducidas a la Directiva 97/68/CE por la Directiva

¹³⁵ Producción inferior a 25.000 motores de chispa.

2004/26/CE. Luego, las exigencias de emisiones a los motores en máquinas móviles no de carretera (que incluye a los grupos electrógenos), son sistematizadas una tabla para motores de compresión de velocidad variable (Tabla 70) y otra para motores de compresión de velocidad constante (Tabla 71).

Es importante señalar que se establecen fechas distintas para la homologación por parte de los fabricantes es distinto de la entrada al mercado, y que los límites de emisiones para motores de velocidad fija y variable son los mismos, solo modificándose la fecha de implementación. Sin embargo, para motores de velocidad fija, se establecen imposiciones hasta la etapa IIIA y en aquellos de velocidad variable, se suman otras 2 etapas (IIIB y IV).

Categoría	Potencia nominal (P) [kW]	Periodo para entrada en el mercado	Límites de emisiones [g/kWh]					Plazo de solicitud de homologación	Etapa
			CO	HC+NOx	MP	HC	NOx		
A	130 ≤ P ≤ 560	1/1/1999 a 31/12/2001	5,0	-	0,54	1,3	9,2	No aplica	I
B	75 ≤ P < 130	1/1/1999 a 31/12/2002	5,0	-		1,3	9,2	No aplica	I
C	37 ≤ P < 75	1/1/1999 a 31/12/2003	6,5	-		1,3	9,2	No aplica	I
D₁	19 ≤ P < 37	1/1/2001 a 31/12/2006	5,5	-	0,8	1,5	8,0	No aplica	II
D₂	18 ≤ P < 19	1/1/2001 en adelante	5,5	-	0,8	1,5	8,0	1/1/2000 en adelante	II
E	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2002 a 31/12/2005	3,5	-	0,2	1,0	6,0	No aplica	II
F	75 ≤ P < 130	1/1/2003 a 31/12/2006	5,0	-	0,3	1,0	6,0	No aplica	II
G	37 ≤ P < 75	1/1/2004 a 31/12/2007	5,0	-	0,4	1,3	7,0	1/1/2003 a 31/12/2006	II
H	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2006 a 31/12/2010	3,5	4,0	0,2	-	-	1/1/2005 a 31/12/2009	IIIA
I	75 ≤ P < 130	1/1/2007 a 31/12/2011	3,5	4,0	0,3	-	-	1/1/2006 a 31/12/2010	IIIA
J₁	37 ≤ P < 56	1/1/2008 a 31/12/2012	5,0	4,7	0,4	-	-	1/1/2007 a 31/12/2011	IIIA
J₂	56 ≤ P < 75	1/1/2008 a 31/12/2011	5,0	4,7	0,4	-	-	1/1/2007 a 31/12/2010	IIIA
K	19 ≤ P < 37	1/1/2007 en adelante	5,5	7,5	0,6	-	-	1/1/2006 en adelante	IIIA
L	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2011 a 31/12/2013	3,5	-	0,025	0,19	2,0	1/1/2010 a 31/12/2012	IIIB
M	75 ≤ P < 130	1/1/2012 a 30/9/2014	5,0	-	0,025	0,19	3,3	1/1/2011 a 30/9/2013	IIIB
N	56 ≤ P < 75	1/1/2012 a 30/9/2014	5,0	-	0,025	0,19	3,3	1/1/2011 a 30/9/2013	IIIB
P	37 ≤ P < 56	1/1/2013 en adelante	5,0	4,7	0,025	-	-	1/1/2012 en adelante	IIIB
Q	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2014 en adelante	3,5	-	0,025	0,19	0,4	1/1/2013 en adelante	IV
R	56 ≤ P < 130	1/10/2014 en adelante	5,0	-	0,025	0,19	0,4	1/10/2013 en adelante	IV

Tabla 71: Límites establecidos para emisiones para máquinas móviles no de carretera con motores de compresión de velocidad variable, Reino Unido

Categoría	Potencia nominal (P) [kW]	Periodo para entrada en el mercado	Límites de emisiones [g/kWh]					Plazo de solicitud de homologación	Etapa
			CO	HC+NOx	MP	HC	NOx		
D ₁	19 ≤ P < 37	1/1/2007 a 31/12/2010	5,5	-	0,8	1,5	8,0	1/1/2007 a 31/12/2009	II
D ₂	18 ≤ P < 19	1/1/2007 en adelante	5,5	-	0,8	1,5	8,0	1/1/2007 en adelante	II
E	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2007 a 31/12/2010	3,5	-	0,2	1,0	6,0	1/1/2007 a 31/12/2009	II
F	75 ≤ P < 130	1/1/2007 a 31/12/2010	5,0	-	0,3	1,0	6,0	1/1/2007 a 31/12/2009	II
G	37 ≤ P < 75	1/1/2007 a 31/12/2011	5,0	-	0,4	1,3	7,0	1/1/2007 a 31/12/2010	II
H	130 ≤ P ≤ 560	1/1/2011 en adelante	3,5	4,0	0,2	-	-	1/1/2010 en adelante	IIIA
I	75 ≤ P < 130	1/1/2011 en adelante	3,5	4,0	0,3	-	-	1/1/2010 en adelante	IIIA
J	37 ≤ P < 75	1/1/2012 en adelante	5,0	4,7	0,4	-	-	1/1/2011 en adelante	IIIA
K	19 ≤ P < 37	1/1/2011 en adelante	5,5	7,5	0,6	-	-	1/1/2010 en adelante	IIIA

Tabla 72: Límites establecidos para emisiones para máquinas móviles no de carretera con motores de compresión de velocidad variable, Reino Unido

La regulación establece, tal como la Directiva 2004/26/CE, como un esquema de flexibilidad para poner en el mercado una cantidad limitada de máquinas móviles no de carretera con motores que no cumplen con la normativa.

Luego de **Statutory Instrument 2008/2011**, que no hizo cambios sustanciales en la regulación, se oficializó el **Statutory Instrument 2011/2034** que modificó la regulación para máquinas móviles no de carretera para responder a los ajustes hechos por la Directiva 2010/26/UE, que corresponden a un ajuste de los requerimientos normativos de las Etapas IIIB y IV de los motores de compresión, considerando el avance tecnológico que significa el control electrónico de la inyección de combustible, tal como se describe en la revisión de la Directiva Europea. Complementariamente, realiza cambios para las fechas de cumplimiento de la etapa II para motores de chispa.

Posteriormente, el **Statutory Instrument 2013/1687** incorpora en la normativa del Reino Unido, los cambios que realizó la Directiva 2011/88/UE, modificando las condiciones de la comercialización de motores adheridos al sistema flexible.

Finalmente, **Statutory Instrument 2014/1309** realiza una actualización consistente con los cambios establecidos en la Directiva 2012/46/UE, que apuntan a asegurar que los mecanismos de mitigación logren el cumplimiento de las disposiciones de la etapa IV de la regulación.

4.8.2 Ruido

En **The Noise Emission in the Environment by Equipment for use Outdoors Regulations 2001 (Statutory Instrument 2001/1701)** se menciona como un referente normativo la Directiva 2000/14/CE. En el Reino Unido alcanza a grupos electrógenos con una potencia nominal inferior a 400 [kW], con los límites establecidos según etapa y potencia que se muestran en la Tabla 72, los que son idénticos, en lo que se refiere a niveles de ruido y fecha de observancia de la normativa con lo establecido por la mencionada Directiva Europea (ver Tabla 48 Tabla d8).

Potencia eléctrica (kW)	Ruido [dB/1 pW]	
	Fase I, a partir del 3.1.2002	Fase II, a partir del 3.1.2006
$P \leq 2$	$97 + \log P$	$95 + \log P$
$2 < P \leq 10$	$98 + \log P$	$96 + \log P$
$P > 10$	$97 + \log P$	$95 + \log P$

Tabla 73: Límites admitidos para el ruido en grupos electrógenos que funcionan al aire libre, según potencia nominal en el Reino Unido

En la norma se especifica que el nivel de ruido debe ser medido en [dB] en relación a 1 [pW], y para el caso de grupos electrógenos, al igual que en la Comunidad Europea, se define como norma de ensayo EN ISO 3744:1995.

Luego, con **Statutory Instrument 2001/3958** (The Noise Emission in the Environment by Equipment for use Outdoors (Amendment) Regulations 2001) se introdujeron modificaciones a la regulación anteriormente descrita, consistentes con la Directiva 2000/14/CE, que no afectaron a grupos electrógenos.

4.8.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

No se registran disposiciones orientadas al cumplimiento de estándares de emisión en operación.

Es importante destacar que la regulación ambiental para prevención de la contaminación no aplica a todo el territorio del Reino Unido, si no que a distintas regiones, con el alcance que se menciona a continuación:

- **Escocia:** En Pollution Prevention and Control (Scotland) Regulations 2012 el alcance para fuentes fijas, se establece en artefactos con una potencia térmica de 50 [MW] o más.
- **Irlanda del Norte:** En Pollution Prevention and Control (Industrial Emissions) Regulations (Northern Ireland) 2013, se establece que están dentro del alcance actividades de la industria energética aquellas donde se cuente con una potencia térmica de 50 MW o más.
- **Inglaterra y Gales:** En The Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2010 se alcanzan las actividades energéticas, aquellas en las que se combustione algún combustible con una potencia térmica de entrada de 50 [MW] o más.

De lo anterior se desprende que regulaciones ambientales específicas están referidas a máquinas con una potencia superior a la de grupos electrógenos.

4.9 Brasil

La resolución CONAMA 433/2011, contenida en la norma PROCONVE MAR-I, tiene en su alcance motores, vehículos de agricultura y rodoviarios y algunas fuentes la extienden a máquinas móviles no de carretera en general¹³⁶. Sin embargo, en el artículo 1 de la resolución CONAMA 433/2011 se establece que el objetivo de la misma es incluir al Programa de Control de la Contaminación de Vehículos Automotores (PROCONVE) una serie de máquinas agrícolas, las que se definen como sigue:

- Máquinas rodoviarias: vehículos que cuenten con ruedas, cintas o piernas, que dispongan de equipos o accesorios diseñados principalmente para realizar operaciones de excavación

¹³⁶ Por ejemplo www.dieselnet.com

de zanjas, excavación, carga, transporte, dispersión o la compactación del suelo y materiales similares.

- Máquinas agrícolas: equipos autopropulsados con ruedas o pista, que se ha diseñado o con accesorios para llevar a cabo las operaciones de laboreo, la siembra, el cultivo, la recolección de productos agrícolas y forestales.

Complementariamente, en la Ley Nº 8.723/1993¹³⁷ se establece que como parte integral de la Política Nacional Medioambiental, los fabricantes de vehículos y de motores tienen la obligación de tomar las medidas necesarias para reducir los niveles de contaminación en los vehículos comercializados en el país.

De lo anterior es posible concluir que las regulaciones para motores no incluyen a los grupos electrógenos, sino que se alcanzan a maquinaria agrícola y vehículos motorizados. Sin embargo, los valores establecidos como límites de las emisiones son coincidentes con algunas de las imposiciones de la Directiva 2004/26/CE (ver Tabla 46), por lo que se muestran en la Tabla 73, aun cuando no apliquen a grupos electrógenos.

Es importante destacar que, como ya se mencionó, la regulación europea en una primera instancia excluía los grupos electrógenos dentro del alcance, lo que fue rectificado con la Directiva 2002/88/CE. Por lo tanto, podría esperarse que en el futuro Brasil realice la misma extensión de alcance, lo que hace relevante conocer la normativa que podría aplicarse para los grupos electrógenos.

Potencia nominal (P) [kW]	CO [g/kWh]	HC + NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
19 ≤ P < 37	5,5	7,5	0,6
37 ≤ P < 75	5,0	4,7	0,4
75 ≤ P < 130	5,0	4,0	0,3
130 ≤ P ≤ 560	3,5	4,0	0,2

Tabla 74: Estándares de emisiones para motores de uso en agricultura y rodoviaros, Brasil¹³⁸

Respecto a los mecanismos de ensayo, en el artículo 5 de la Resolución CONAMA 433/2011 se indica que las emisiones de CO, HC, NOx y MP deben observar el estándar ISO 8178-1.

4.9.1 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en laboratorio

Como ya se mencionó, no existe en el país una normativa a este respecto.

4.9.2 Ruido

Brasil no posee una normativa específica respecto del ruido en GE, pero sí para motores de uso rodoviario y de agricultura, contenidos en la misma normativa PROCONVE MAR I dentro de la

¹³⁷ LEI Nº 8.723, DE 28 DE OUTUBRO DE 1993 - Dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências.

¹³⁸ Resolución CONAMA 433/2011, PROCONVE MAR-I, Anexo A, Tabla 1.

resolución CONAMA 433/2011¹³⁹. Se entrega la información de límites de emisiones sonoras, dado que podrían extenderse a grupos electrógenos.

Así, cuando los motores se encuentran en operación en maquinaria agrícola o máquinas rodovitarias deben respetar los estándares de intensidad sonora mostrados a continuación:

Tipo de maquinaria	Nivel más bajo de intensidad sonora [(A)/1pW]	Fórmula para calcular intensidad sonora
Tractores de oruga de cuchillas, palas cargadores de oruga, retroexcavadores de oruga	106	$L_{wa} = 87 + 11 \cdot \text{Log}(P)$
Rastra, palas cargadores de rueda, retroexcavadores de rueda, rodillos de tambor no vibratorios	104	$L_{wa} = 85 + 11 \cdot \text{Log}(P)$
Rodillos de tambor vibratorios	109	$L_{wa} = 89 + 11 \cdot \text{Log}(P)$
Excavadoras	96	$L_{wa} = 83 + 11 \cdot \text{Log}(P)$

Tabla 75: Estándares de emisiones de ruido para motores no de carretera, Brasil¹³⁹

4.9.3 Emisiones atmosféricas de grupos electrógenos en operación

Al igual que para la determinación de emisiones en laboratorio, no existe una normativa asociada en Brasil.

4.10 Otros

Un referente a nivel internacional, en lo que se refiere a entregar directrices para emisiones y ruido, corresponde a las recomendaciones de la Corporación de Financiamiento Internacional (IFC, por sus siglas en inglés). A modo de ejemplo de la importancia de las guías de IFC, es posible mencionar que el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) indican, en las *Pautas ambientales y sociales del FOMIN/BID para operaciones del FOMIN con intermediarios financieros*, las disposiciones locales y nacionales deben considerarse complementadas con las guías para prevención y disminución de la contaminación del Banco Mundial.

4.10.1 Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, IFC

El Banco Mundial – IFC, que en 2007, a través de Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad¹⁴⁰ estableció límites de emisiones para **emisiones en pequeñas instalaciones de combustión** financiadas por el Banco Mundial, en países donde no existe una regulación.

Dentro del alcance de la guía se encuentran los “*sistemas diseñados para producir energía eléctrica o mecánica, vapor, calor, o cualquier combinación de estos elementos, independientemente del tipo de combustible empleado, con una capacidad térmica nominal total de entre tres y cincuenta megavatios térmicos (MWth¹⁴¹)*”. La categoría de potencia térmica se aplica a la totalidad de las instalaciones compuestas por varias unidades cuando las emisiones provengan

¹³⁹ Resolución CONAMA 433/2011 – Dispõe sobre a incluso no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores e estabelece limites máximos de emissão de ruídos para máquinas agrícolas e rodoviárias novas, revisado online el 28 de septiembre de 2016, en <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=654>

¹⁴⁰ Ver (IFC, 2007) en anexo bibliográfico digital.

¹⁴¹ Referido al poder calorífico superior.

de una chimenea común. Es importante mencionar que estas disposiciones apuntan a instalaciones y no a grupos electrógenos en particular.

Los límites establecidos por tipo de combustible, para **emisiones y contenido de azufre de los combustibles**, son los que se muestran en la Tabla 75, que aplica a “*instalaciones que realizan procesos de combustión con un funcionamiento de más de 500 horas por año y a aquellas cuya utilización de la capacidad anual sea superior al 30 por ciento*”.

Tipo de combustible	Partículas sólidas (PS)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Gas seco, exceso de O ₂ (%)
Gaseoso	No aplica	No aplica	0,653 [g/kWh] ¹⁴² (0,20 [g/m ³]) (Ignición por chispa) 1,329 [g/kWh] ¹⁴³ (0,4 [g/m ³]) (Combustible dual) 5,316 [g/kWh] ¹⁴³ (1,6 [g/m ³]) (Ignición por compresión)	15
Líquido¹⁴³	0,166 [g/kWh] (0,05 [g/m ³]); o hasta un máximo de 0,332 [g/kWh] (0,10 [g/m ³]) cuando esté justificado por las consideraciones específicas del proyecto (por ejemplo, viabilidad económica del empleo de combustible con bajo contenido en ceniza, o adición de tratamientos secundarios para cumplir el límite de 0,166 [g/kWh] (0,05 [g/m ³]) y capacidad medioambiental de la ubicación).	1,5 % de azufre, o hasta un máximo de 3,0 % cuando esté justificado por las consideraciones específicas del proyecto (por ejemplo, viabilidad económica del empleo de combustible con bajo contenido en azufre, o adición de tratamientos secundarios para cumplir el límite del 1,5 % de azufre, y capacidad medioambiental de la ubicación)	Si el diámetro interior de la boca es: <ul style="list-style-type: none"> • menos de 400 [mm]: 4,851 [g/kWh] (1,46 [g/m³]) (o hasta un máximo de 5,316 [g/kWh] (1,6 [g/m³]), cuando esté justificado para mantener una alta eficiencia energética.) • mayor o igual que 400 [mm]: 6,147 [g/kWh] (1,85 [g/m³]) 	15

Tabla 76: Límites de emisiones y contenido de azufre de combustibles sugeridos por el Banco Mundial para motores¹⁴⁴

Es importante mencionar que en la guía se establece que “*Deben aplicarse niveles de rendimiento superiores a los de la Tabla a instalaciones ubicadas en zonas urbanas/ industriales con entornos atmosféricos degradados o próximas a zonas ecológicamente sensibles que exijan controles más restrictivos de las emisiones.*”

Complementario a los límites de emisiones y de contenido de azufre de los combustibles que se muestran en la Tabla 75, se establecen requerimientos para **el seguimiento de las emisiones** de pequeñas instalaciones de combustión, compuestas por motores, solicitando: “

¹⁴² Considera el factor de conversión de la gasolina, que con un exceso de oxígeno del 15% asciende a 3,2633 [g/m³].

¹⁴³ Considera el factor de conversión del diésel, que con un exceso de oxígeno del 15% asciende a 3,3228 [g/m³].

¹⁴⁴ Ver (IFC, 2007) en anexo bibliográfico digital.

- Prueba anual de emisiones de chimeneas y conductos de ventilación: NOx, SO₂ y partículas sólidas (NOx solo para motores diésel a gas).
- Si la prueba anual de emisiones de chimeneas y conductos de ventilación genera resultados uniformes (3 años consecutivos) y considerablemente mejores (por ejemplo, inferior al 75 por ciento), que los niveles exigidos, podrá reducirse la frecuencia y efectuarse la prueba cada dos o tres años.
- Seguimiento de emisiones: NOx: seguimiento continuo bien de emisiones de NOx, o bien del valor indicativo de las emisiones de NOx con parámetros de combustión. SO₂: seguimiento continuo, si se utiliza el equipo de control de SO₂. Partículas sólidas: seguimiento continuo de las emisiones de partículas sólidas, o valor indicativo de las emisiones de partículas sólidas con parámetros de funcionamiento.”

Respecto al **ruido**, la Guía establece límites de ruido más allá de los límites de las instalaciones, entregando valores máximos admisibles en un punto de recepción¹⁴⁵, procurando la salud y seguridad ocupacional. Los límites establecidos se muestran en la Tabla 76, a los que se suma el requerimiento que los impactos de ruido no “podrán derivar en un incremento máximo de los niveles del ruido de fondo de 3 [dB] en el receptor más próximo”.

Receptor	Nivel de ruido en 1 hora L _{Aeq} [dB(A)]	
	Por el día (07:00 a 22:00)	Por la noche (22:00 a 07:00)
Residencial, institucional, educativo	55	45
Industrial, comercial	70	70

Tabla 77: Límites de ruido sugeridos por el Banco Mundial para motores (IFC, 2007)

Respecto al seguimiento de los niveles de ruido, se establece que “los periodos habituales de seguimiento deberán ser suficientes para el estudio estadístico y podrán durar 48 horas con la utilización de dispositivos de seguimiento de ruidos que deberán tener la capacidad de registrar los datos de manera continua durante este periodo de tiempo, o por hora o con una frecuencia mayor según se estime oportuno (o de cualquier otra forma cubriendo periodos de tiempo dentro de varios días, incluido días laborables de diario o durante el fin de semana).”

4.11 Resumen de la situación regulatoria

Del análisis regulatorio internacional se puede concluir que la aprobación de ensayos de homologación para los grupos electrógenos es requisito para la comercialización. Los análisis se realizan según familias y está contenida, a excepción de India, en una regulación más general que incluye a otros tipos de máquinas móviles no de carretera.

Los límites impuestos por la regulación se diferencian por el tipo de encendido del motor (chispa o compresión) y su capacidad (potencia nominal en el caso de los motores de compresión y desplazamiento en el de los de chispa), y se muestran a continuación, para cada contaminante regulado, y pueden ser revisados en (Límites de emisiones) en el anexo bibliográfico digital. Cabe destacar que RM se refiere a la versión aprobada por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad del PPDA para la Región Metropolitana.

¹⁴⁵ Como punto de recepción o receptor se define cualquier punto de las instalaciones ocupado por personas donde se reciban ruidos externos o vibraciones, como por ejemplo: viviendas permanentes o provisionales; hoteles/moteles/campamentos; establecimientos educacionales; centros de salud; lugares de culto, parques, entre otros.

En el caso de Chile, para la medición de emisiones in situ se recomiendan las siguientes dos alternativas posibles de acuerdo a las condiciones locales:

1. Implementación y certificación in situ por parte de Laboratorios Certificadores (organismos de certificación) acreditados por la SEC.
2. Utilizar el mecanismo ZZZZ propuesto por la EPA de capacitación de personal en las empresas para el reporte propio de las emisiones. Para este último es necesario considerar penalidades suficientemente altas para evitar el falseo de los resultados.

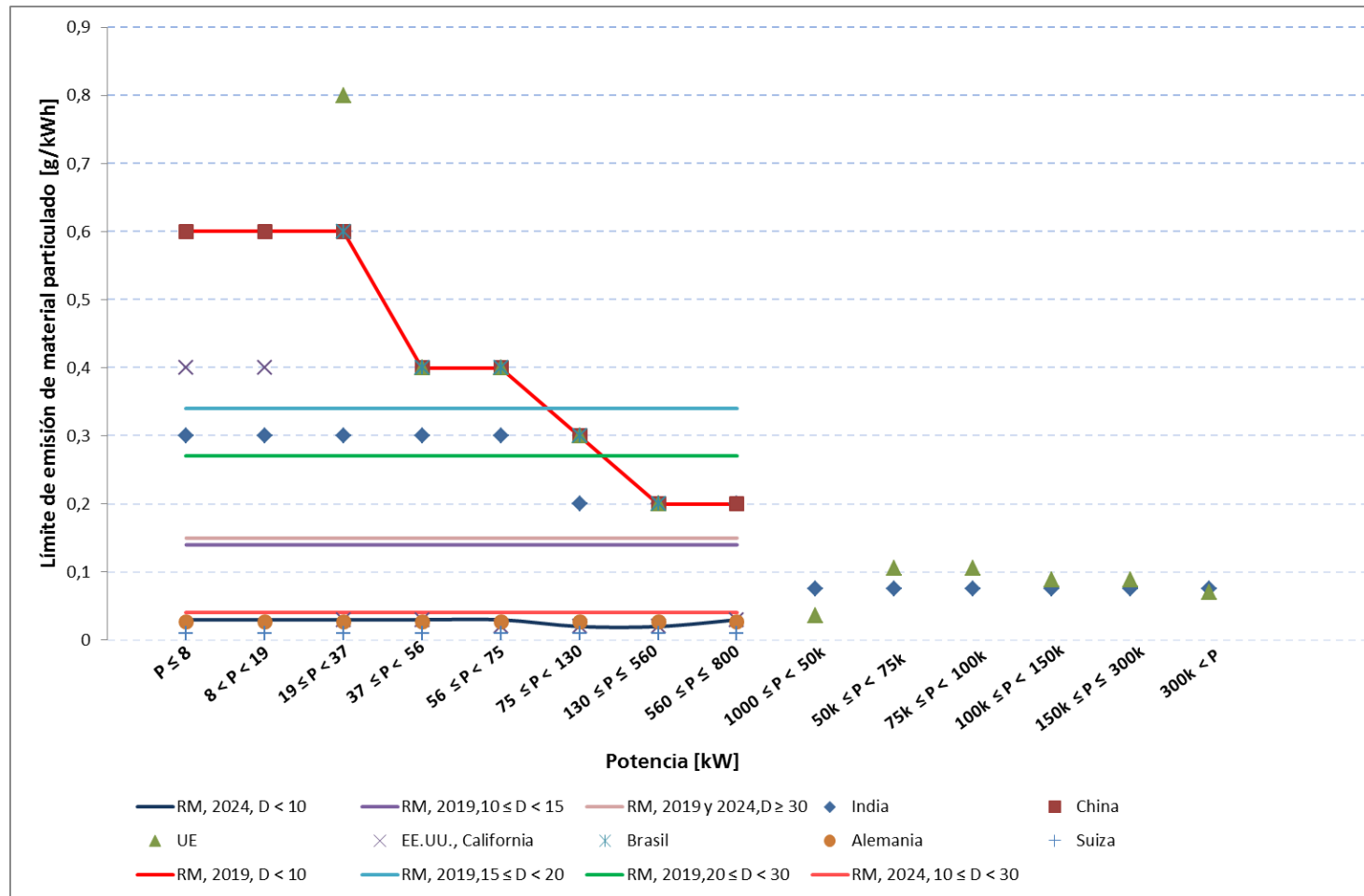


Figura 20: Comparación de los límites para **MP** en mediciones en laboratorio, motores de compresión

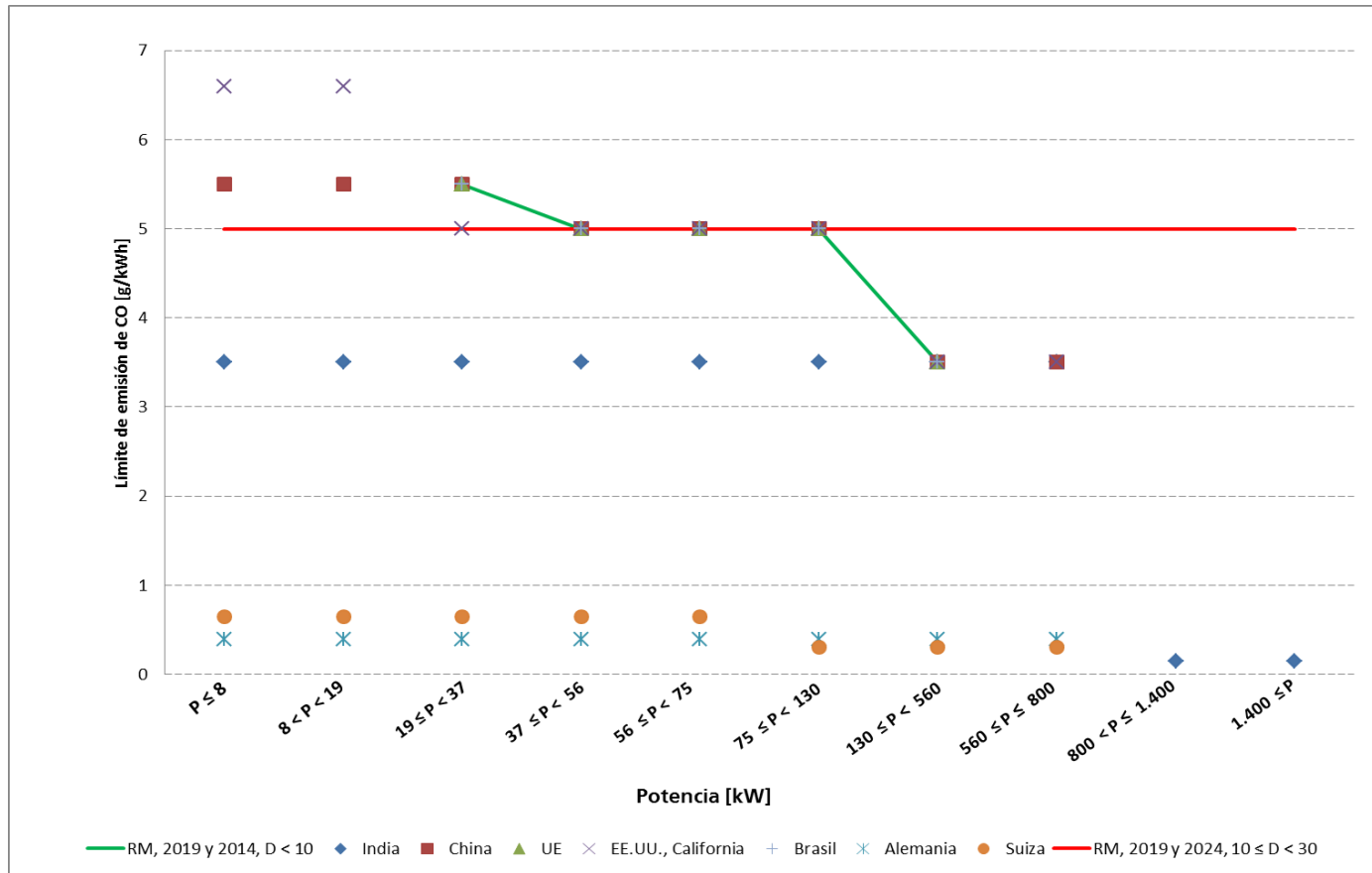


Figura 21: Comparación de los límites para CO en mediciones en laboratorio, motores de compresión

Respecto a los límites establecidos para NOx, algunas de las economías analizadas, se regula solo este contaminante, mientras que en otras, el NOx + HC. Para los límites de la Región Metropolitana en Chile, se considera una velocidad de giro de 1.500 [rpm]. A continuación se presentan ambos resultados.

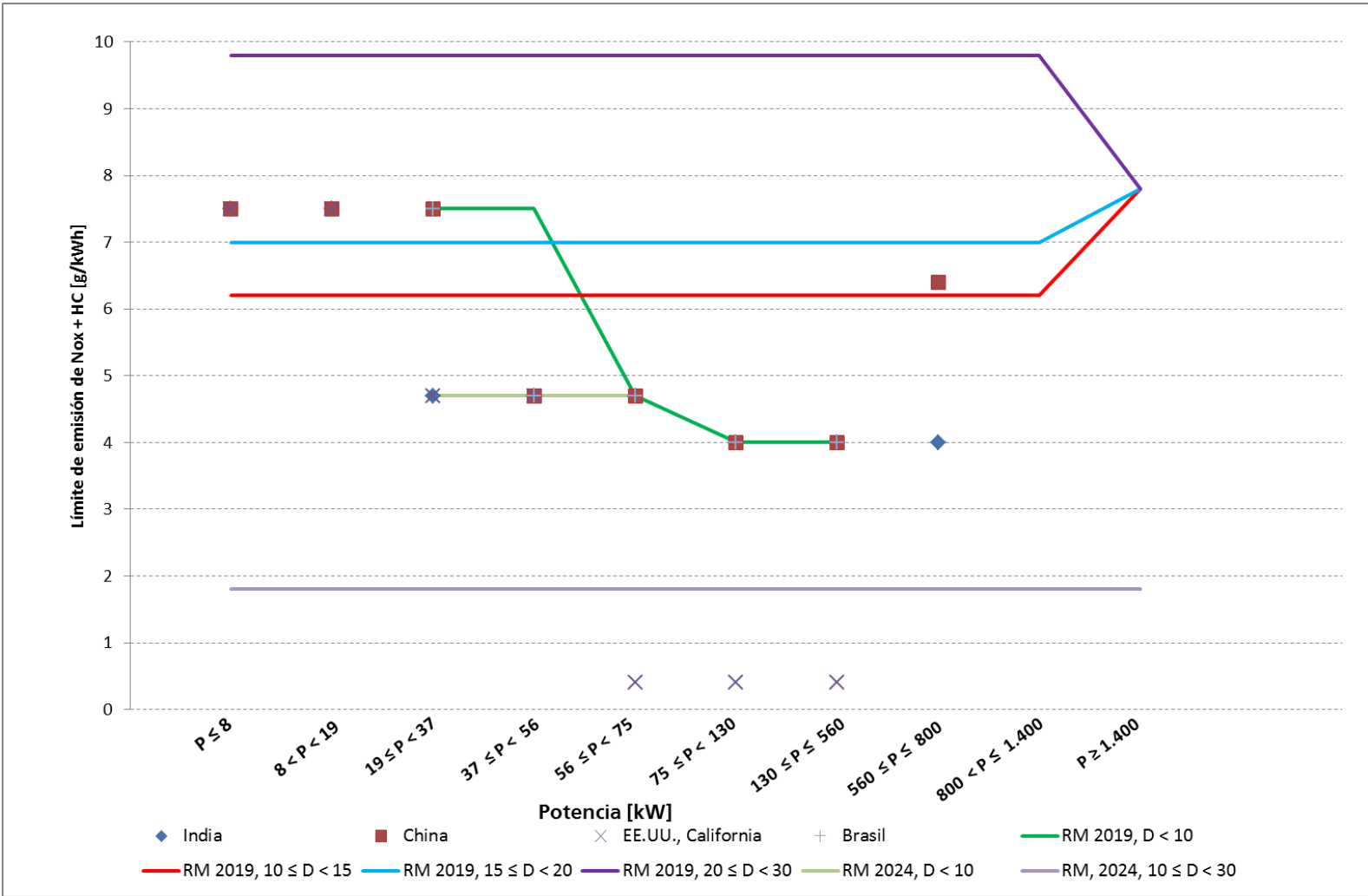


Figura 22: Comparación de los límites para NOx en mediciones en laboratorio, motores de compresión

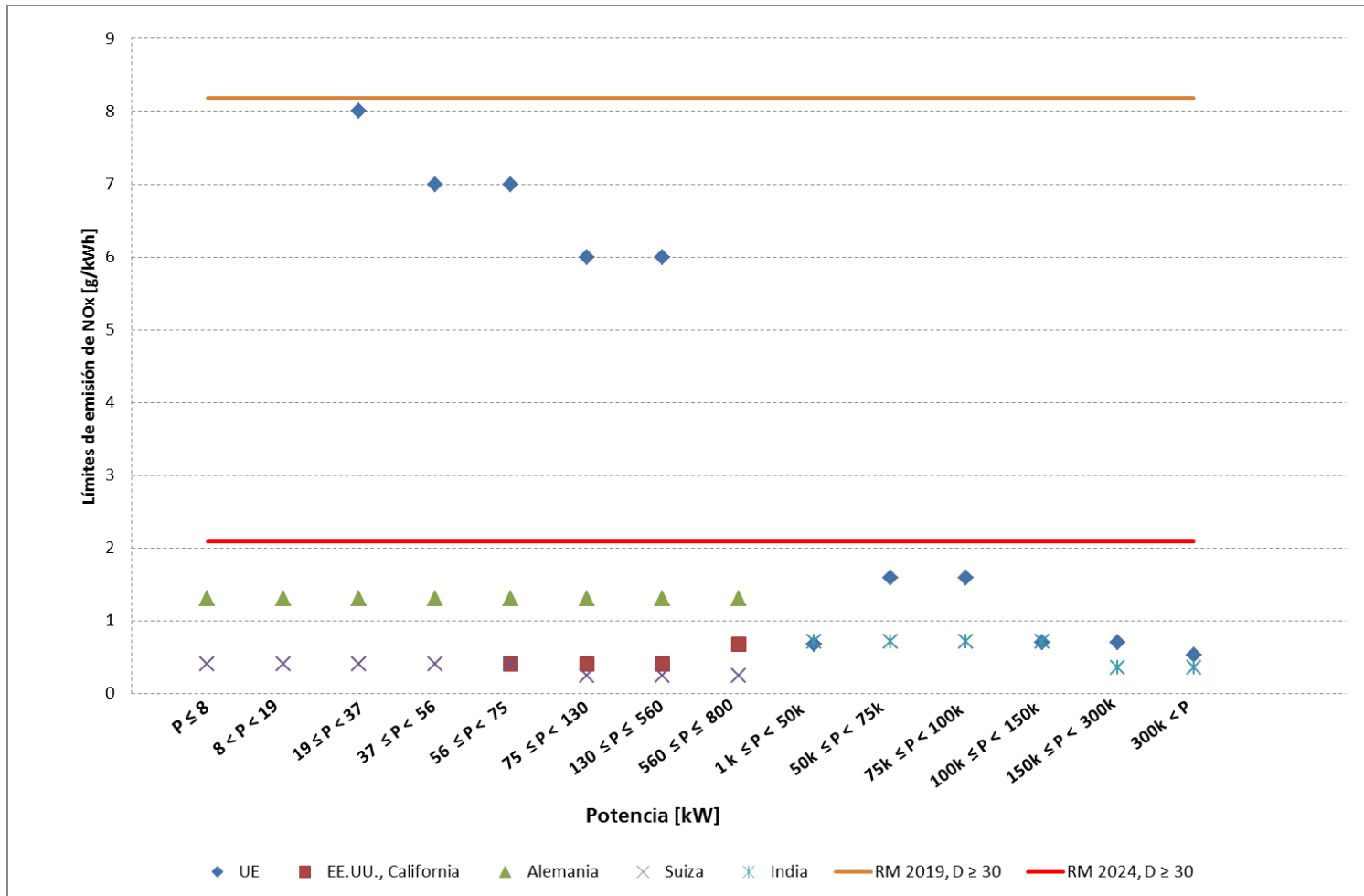


Figura 23: Comparación de los límites para **NOx + HC** en mediciones en laboratorio, motores de compresión



Figura 24: Comparación de los límites para CO en mediciones en laboratorio, motores de chispa equipos portátiles

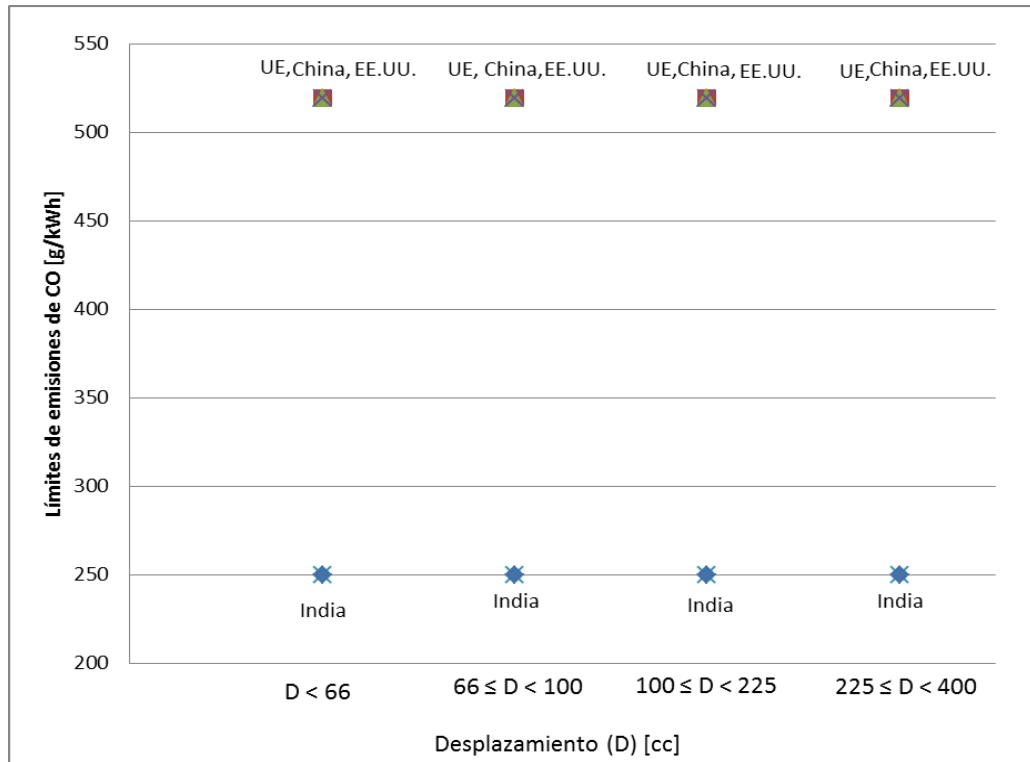


Figura 25: Comparación de los límites para CO en mediciones en laboratorio, motores de chispa equipos no portátiles

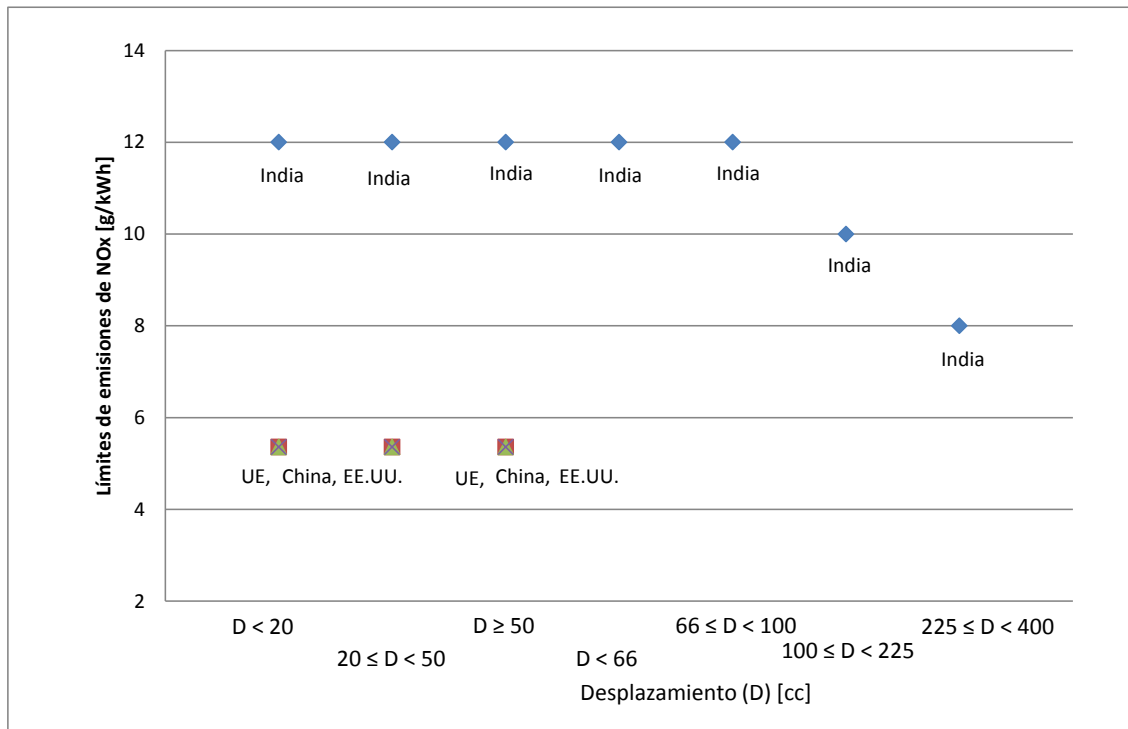


Figura 26: Comparación de los límites para **NOx** en mediciones en laboratorio, motores de chispa, equipos portátiles

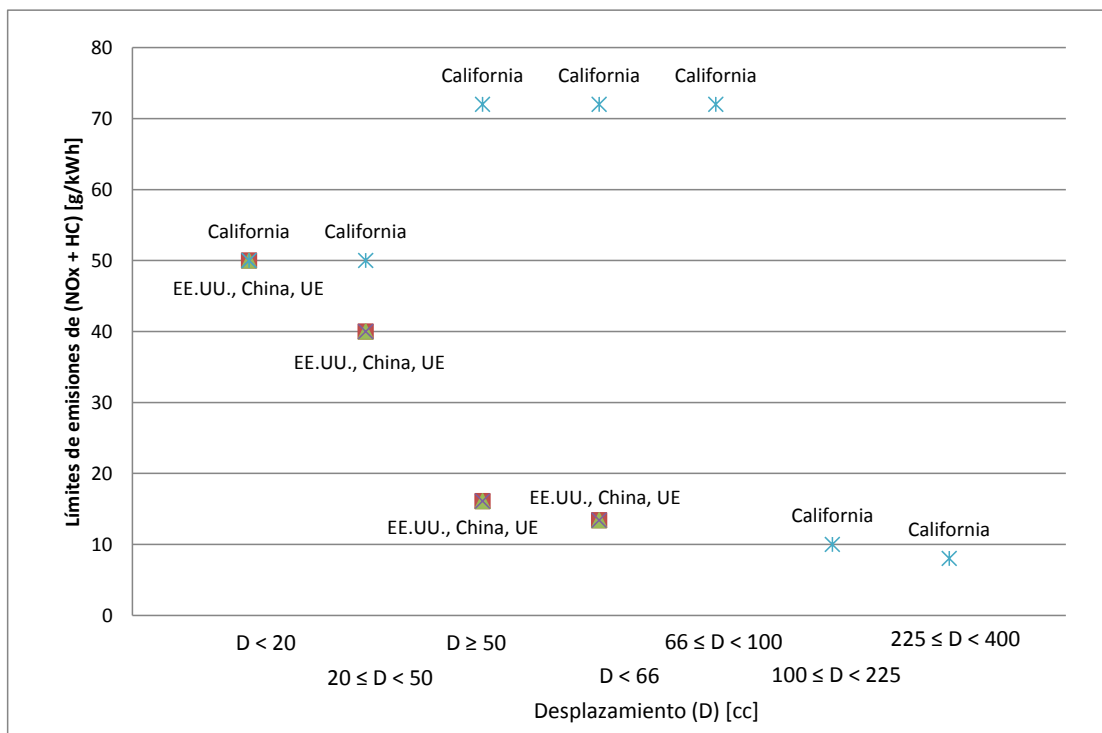


Figura 27: Comparación de los límites para **NOx + HC** en mediciones en laboratorio, motores de chispa, equipos no portátiles

Respecto de la normativa de ensayo, se aprecia un consenso respecto a la observancia de la familia de normas ISO 8178 en el caso de emisiones y las ISO 347X para ruido.

En la figura siguiente se muestra una comparación entre los valores exigidos de contenido de azufre en las distintas economías estudiadas.

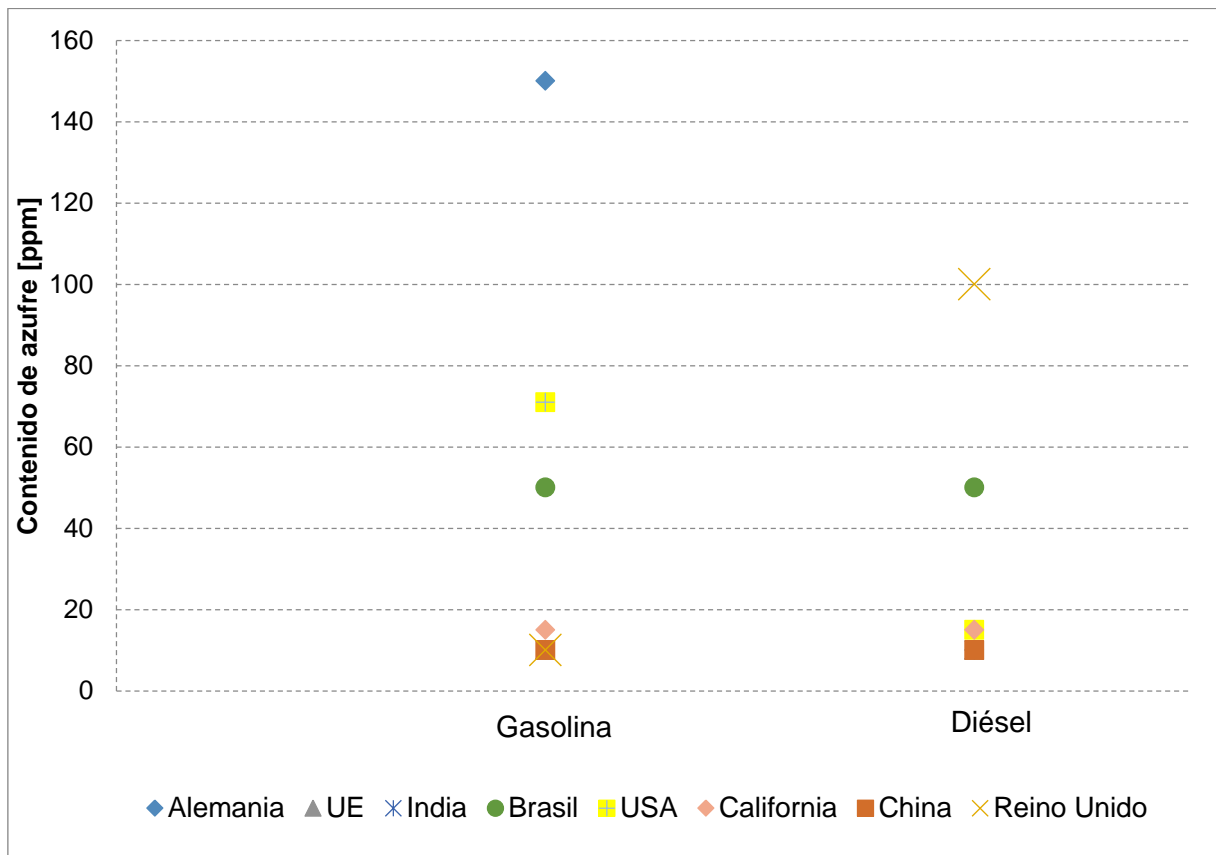


Figura 28: Contenido de azufre máximo permitido en el combustible en distintos países

En general es posible afirmar que la tendencia regulatoria se ha movido a la imposición de límites para las emisiones de MP y gases para GE que son consistentes con los desarrollos tecnológicos que estos equipos han enfrentado, es decir, han presentado mayores exigencias primero respondiendo a la evolución en los motores de combustión interna y luego al desarrollo de tecnologías de abatimiento post combustión.

Es importante destacar que para el cumplimiento de las regulaciones, se necesita de un combustible de bajo contenido de azufre lo que se observa en Chile para el combustible utilizado en el transporte. Sin embargo, aun cuando el permitido para uso a nivel industrial contiene más azufre, de igual manera los mecanismos de mitigación tendrían una operación adecuada, y por lo tanto, podrían cumplir con las exigencias planteadas en todos los países estudiados.

4.12 Comparación entre métodos de ensayo

Con el objetivo de establecer una comparación entre el procedimiento de ensayos de motores provisto por la EPA, bajo la designación 40CFR1065 y la ISO8178 asociada a la medición de emisiones de gases y material particulado en motores, a continuación, se presenta una comparación entre ambas normativas en lo que respecta a la aplicabilidad, la toma de muestras, el procedimiento de ensayo, los instrumentos de medición a utilizar. Es importante recalcar que existen elementos comunes a ambos métodos, como se puede apreciar a continuación.

Aplicabilidad	
40 CFR	ISO8178
Aplicable para motores de locomotoras, motores de uso marino, motores fuera de ruta y fuentes estacionarias, ya sean de encendido por compresión o de encendido por chispa.	Aplicable para motores de combustión interna recíprocantes fuera de ruta, motores estacionarios, motores de uso marino etc.
Toma de muestras	
40 CFR/ISO8178	
En ambas normativas: La muestra puede ser captada mediante medición en bruto (sin diluir), parcialmente o totalmente diluida. El muestreo de la masa de cada elemento a medir puede ser obtenido por muestreo continuo (sea medición de gases en bruto o diluido) donde una vez obtenida la concentración del elemento se multiplica por la tasa continua de escape para obtener la tasa de flujo del respectivo contaminante. Asimismo, las muestras pueden ser obtenidas por lotes almacenándose en bolsas (Tedlar) o filtros (para MP) según sea el caso. Una vez obtenida la concentración del constituyente se multiplica por el flujo total de gases para obtener la masa total emitida del elemento. Se permite cualquier combinación de tipos de muestras y formas de muestreos.	

Tabla 78: Comparación entre 40 CFR e ISO 8178, aplicabilidad y toma de muestras

Respecto del **procedimiento de ensayo**, En ambas normativas se establecen combinaciones posibles para los ensayos. Sean estos mediante monitoreo continuo o batch. En el caso de la ISO 8178 en la figura a continuación se muestran las posibilidades. Como se observa, tanto la ISO como la 40 CFR permiten monitoreo de gases continuo de manera directa, es decir, sin dilución, o mediante una toma de flujo parcial y también mediante dilución total. Asimismo, se desprende de ambos casos que son factibles tanto ensayo en condiciones estacionarias como transientes.

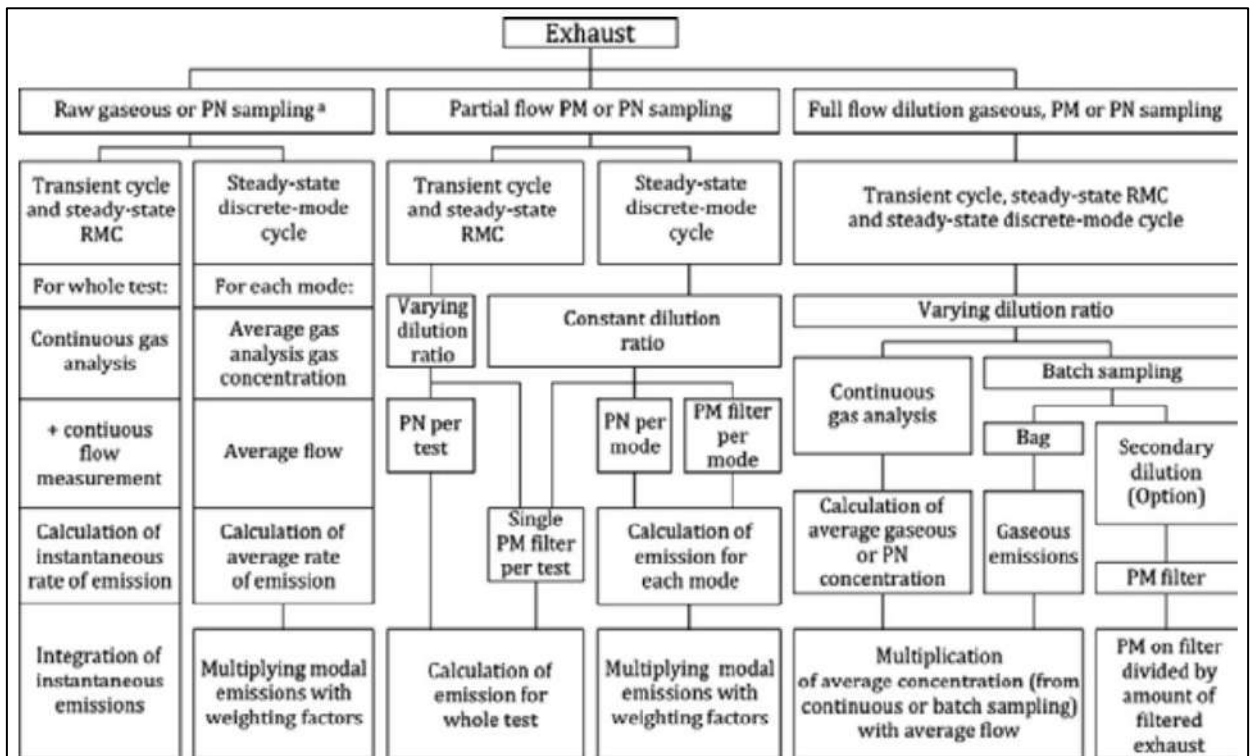


Figura 29: Procedimiento de ensayo de ISO 8178

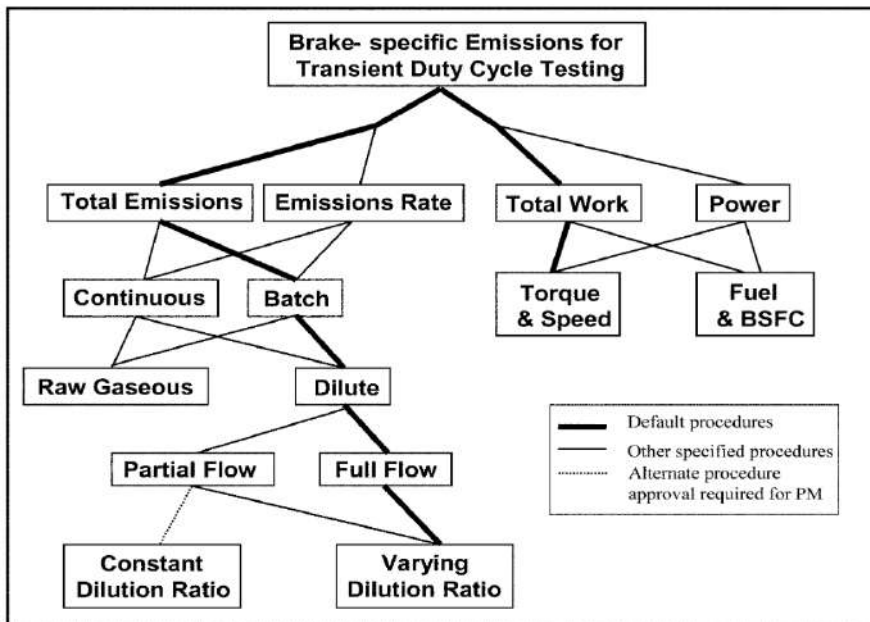


Figura 30: Procedimiento de ensayo de 40 CFR, transiente¹⁴⁶

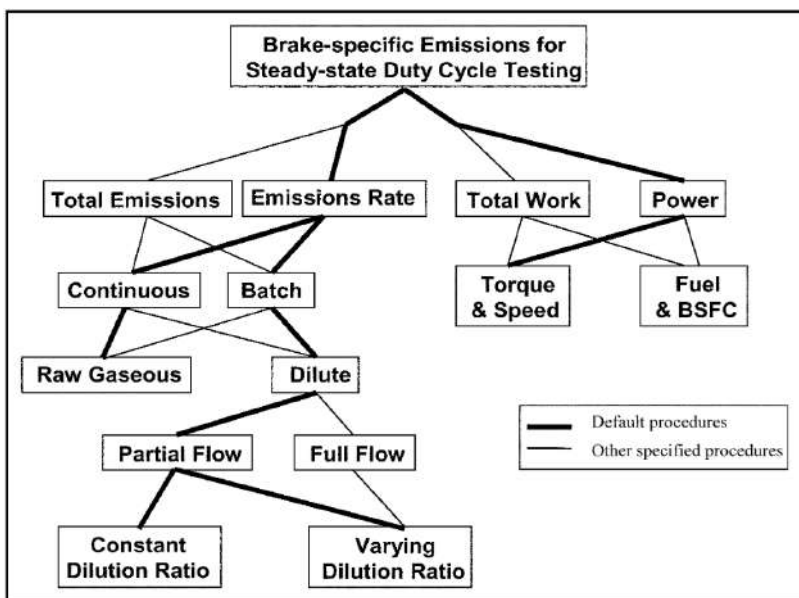


Figura 31: Procedimiento de ensayo de 40 CFR, estado estacionario¹⁴⁶

¹⁴⁶ Ver (40 CFR -1065.14 Figura 1) en anexo bibliográfico digital.

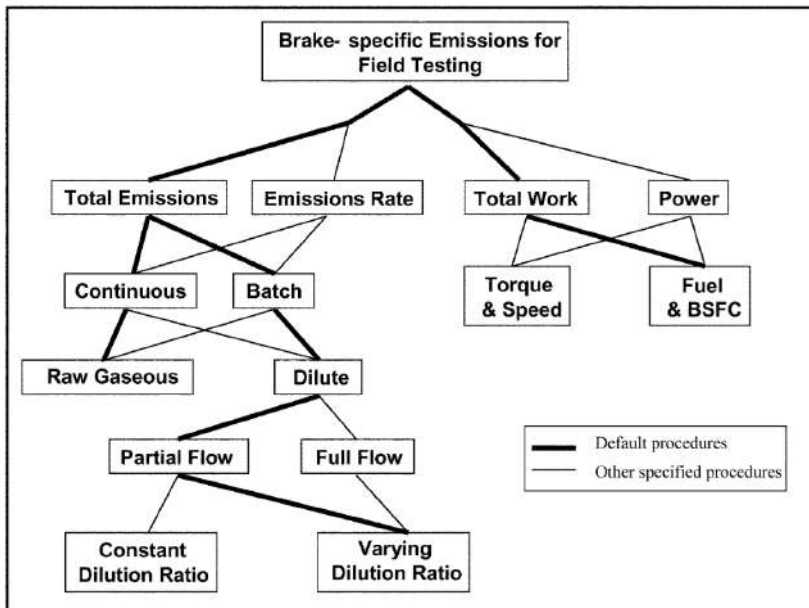


Figura 32: Procedimiento de ensayo de 40 CFR, ensayo de campo¹⁴⁷

Los instrumentos de medición señalados en ambas normativas son equivalentes con los mismos límites de precisión, y se muestran en la tabla siguiente.

Sensor	Precisión	Ruido
Transductor de velocidad del motor	1 [Hz]	0,05% (del máximo)
Transductor de torque del motor	1 [Hz]	0,05% (del máximo)
Transductor general de presión	1 [Hz]	0,1% (del máximo)
Medidor de presión atmosférica para estabilización de MP	5 veces por hora	50 [Pa]
Sensor de temperatura para estabilización de MP	0,1 [Hz]	0,1 [K]
Otros sensores de temperatura	0,5 [Hz]	0,1 % (del máximo)
Sensor de punto de rocío para entrada de aire y estabilización de MP	0,1 [Hz]	0,02 [K]
Otros sensores de punto de rocío	0,1 [Hz]	0,1 [K]
Medidor de flujo de combustible	1 [Hz]	0,5% (del máximo)
Medidor de flujo de escape totalmente diluido (con intercambiador de calor antes del medidor)	1 [Hz]	1% (del máximo)
Medidor de flujo de muestras de escape, aire de entrada y aire diluido	1 [Hz]	1% (del máximo)
Analizador de gas de escape (continuo)	1 [Hz]	1% (del máximo)
Analizador de gas de escape (por lotes)		1% (del máximo)
Balanza gravimétrica para MP		
Balanza inercial para MP	1 [Hz]	0,2% (del máximo)

Tabla 79: Instrumentos de medición, 40 CFR e ISO 8178

¹⁴⁷ Ver (40 CFR -1065.14 Figura 1) en anexo bibliográfico digital.

En lo que respecta a los sensores para la determinación de los distintos contaminantes, en ambos métodos de ensayo se utilizan los mismos, y son los que se muestran en la tabla siguiente.

Sensor	Elemento
Analizador infrarrojo no dispersivo (Nondispersive infrared analyzer (NDIR)). Se utiliza un NDIR para determinar los componentes en una muestra total o parcialmente diluida, ya sea de muestreo continuo o por lotes.	CO - CO ₂
Detector de ionización de llama (Flame ionization detector (FID)). Se utiliza un FID para determinar en base de C1	HC
Analizador de ionización de llama (FID analyzer). Se utiliza un FID analyzer para determinar THC o THCE desde motores de compresión y desde motores de chispa (de 2 y 4 tiempos) que posean una potencia nominal menor a 19 [kW]. Para determinar los No-metánicos hidrocarburos, primero se debe determinar los THC y luego aplicar las ecuaciones en (40CFR1065.660 (b) (2) o (3)).	HCT - HCTE - HCNM
Detector quimioluminescente (chemiluminescent detector (CLD)). Analizador ultravioleta no dispersivo (Nondispersive ultraviolet analyzer (NDUV)). Se utiliza CLD aunque solo mide NO y NO ₂ , ya que los motores convencionales de hoy en día no emiten grandes cantidades de NO _x	NO - NO ₂ - N ₂ O - NO _x
Analizadores de detección paramagnético y magnetoneumático (PMD)	O ₂
Analizador de Zirconio (ZrO ₂)	Relación de aire a combustible
Balanza gravimétrica para MP (solo para laboratorio). La balanza debe estar ajustada según los requerimientos de la tabla en (40CFR1065.205), respecto de su frecuencia, ruido, entre otros.	MP
Balanza inercial para MP (solo para terreno). Se deben hacer correcciones de pérdidas de MP teniendo en cuenta la pérdida de equilibrio inercial.	MP

Tabla 80: Determinación de componentes gaseosos, 40 CFR e ISO 8178

Además de utilizar los mismos sensores para la medición de los gases de escape, en ambas se reporta la información obtenida de los ensayos en la misma unidad de medida, que es [g/kWh].

Por otro lado, en relación a requerimientos generales, la 40 CFR establece los siguientes aspectos:

Combustible	Se usa cualquier combustible que pida la normativa. Si el fabricante entrega condiciones de presión y temperatura y además especifica donde deben ser medidos, entonces se trabaja con tales condiciones, de lo contrario, usar buen criterio ingenieril para simular las condiciones normales de uso.
Enfriamiento	Se refrigera el motor durante el ensayo de manera de aproximar a las condiciones de uso. Se puede utilizar refrigerantes o aletas. Si el fabricante entrega las condiciones de temperatura y además establece donde deben ser medidos, entonces se trabaja con tales condiciones, de lo contrario, se usa criterio ingenieril para simular condiciones normales de uso.
Entrada de Aire	Se usa un sistema que simule las condiciones normales de operación del motor. Para medir la presión del equipo, usar un medidor de presión atmosférica mientras el motor mantenga la presión dentro de la tolerancia de (± 1 [Kpa]) respecto de la presión atmosférica exterior. Para medir la humedad del equipo, usar un medidor de humedad mientras el motor mantenga el punto de rocío dentro de la tolerancia ($\pm 0,5$ [°C]). La temperatura debe ser (25 ± 5 [°C]) en la entrada de aire, excepto para motores con potencias nominales superiores a 560 [kW] donde el límite máximo es de 35 [°C].
Salida de gases de escape	Se usa el sistema de gases de escape que posee instalado el motor o simular un sistema que se aproxime a las condiciones normales de uso, incluyendo todos los dispositivos aplicables post-tratamiento (como todas las tuberías de piping).

Dilución de emisiones gaseosas y MP (40CFR1065.140)	<p>La muestra puede ser diluida con aire ambiente, aire purificado o nitrógeno. Para la medición de las emisiones gaseosas, el aire de dilución debe ser de al menos 15 °C considerando que la composición del aire de dilución afecta a la respuesta de algunos instrumentos de medición de emisiones gaseosas. Se recomienda diluir el escape en un lugar lo más cercano posible al lugar donde se produciría la dilución del aire ambiente durante el uso. La dilución puede ocurrir en una sola etapa o en múltiples etapas. Para la dilución en etapas múltiples, la primera etapa se considera dilución primaria y las etapas posteriores se consideran dilución secundaria. En caso de dilución, se recomienda pre-acondicionar la humedad y temperatura antes.</p> <p>Para la determinación de material particulado las sondas a utilizar deben tener una sola abertura al final. Estas, deben ser orientadas de tal manera que se enfrente directamente hacia el flujo. Se recomienda dimensionar el diámetro interior de las sondas PM para aproximar el muestreo isocinético al caudal medio esperado.</p>
--	---

Tabla 81: Requerimientos generales de 40 CFR

Parámetros similares han sido especificados en la ISO8178 y estos han sido presentados de manera específica donde se discute la normativa.

En general, se puede establecer que la norma ISO 8178 es una norma internacional para la medición de emisiones de escape de una serie de aplicaciones de motores fuera de ruta. Se utiliza para la certificación de emisiones y / o pruebas de homologación en muchos países, incluidos los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón. Dependiendo de la legislación, el ciclo de ensayo puede definirse con referencia a la norma ISO 8178, o bien especificando un ciclo de prueba equivalente a ISO 8178 en la legislación nacional (como es el caso de los reglamentos de la EPA). No obstante lo anterior, de acuerdo a estudios realizados en Canadá con máquinas fuera de ruta¹⁴⁸ cuando se comparan emisiones específicas con ambos métodos, los resultados son plenamente comparables entre sí.

Cuando se comparan ambas normativas para ensayos en pruebas de campo, se observa similitud de procedimientos tanto a nivel de gases así como para la medición de material particulado. De esta manera, la ISO8178-2 establece la posibilidad de medir en campo tanto los gases como material particulado de acuerdo a la metodología establecida en la ISO 8178-1:2006. Por su parte, la EPA1065 en sus partes tales como 1065.545 y subparte J establecen las pautas para mediciones con características análogas. Un ejemplo explícito corresponde a la EPA1065.170 donde se permite el muestreo por lotes para almacenar emisiones no diluidas. Básicamente implica la recolección y almacenamiento de emisiones para su posterior análisis. Ejemplos de muestreo por lotes incluyen recoger y almacenar emisiones gaseosas en una bolsa o recoger y almacenar MP en un filtro.

Por lo anteriormente expuesto, tanto para la medición de gases como para la medición de material particulado es posible realizar pruebas de campo con la 40 CFR1065 ya que es lo suficientemente explícita desde un punto de vista técnico y completamente comparable con la ISO 8178.

¹⁴⁸ Ver (MDEC, 2014) en anexo bibliográfico digital.

5. Ensayos para determinar emisiones en laboratorio y ruido de grupos electrógenos

5.1 Descripción de métodos de ensayo

El standard internacional ISO 8178 define los métodos de ensayos para determinar la emisión de gases y partículas de escape en motores de combustión interna, reciprocantes, utilizados en máquinas fuera de carretera. Países tales como Estados Unidos, Japón y la Comunidad Europea, han adoptado este estándar.¹⁴⁹

Su aplicación incluye motores para uso móvil, transportable y estacionarios con exclusión de los motores para vehículos automóviles concebidos para uso de carretera. Esta **norma aplica a motores usados, máquinas de movimiento de tierra** y en particular al conjunto **motor-generador eléctrico**. La norma no entrega limitaciones respecto de la potencia o el tipo del motor, por lo que aplica a todos los rangos de potencia y para todo tipo de motores.

El standard ISO 8178, **incluye ensayos en banco de pruebas** o situaciones donde no sea posible utilizar un banco de pruebas, así como, casos donde se requiera información en **condiciones reales de operación**. Asimismo, la normativa en discusión, bajo el título “Motores de Combustión Interna Reciprocantes: Medición de Emisión de Escape” se compone de las siguientes partes:

- Parte 1: Sistemas de medición de banco de pruebas para las emisiones de escape de gases y partículas.
- Parte 2: Medición de emisiones de escape de gases y partículas en condiciones de campo.
- Parte 3: Definiciones y métodos de medición de los humos de escape de gas bajo condiciones estacionarias.
- Parte 4: Ciclos de ensayos en estado estacionario para diferentes aplicaciones de motores.
- Parte 5: Ensayos de combustibles.
- Parte 6: Reporte de resultados de mediciones y ensayos.
- Parte 7: Determinación de familias de motores.
- Parte 8: Determinación de grupos de motores.
- Parte 9: Ciclos y métodos de ensayo para la medición de banco de pruebas de emisiones de gas y de humos de escape.
- Parte 10: Ciclos y métodos de ensayo para la medición de campo de las emisiones de gases de escape y humos de motores de ignición que operan bajo condiciones transitorias

Según el estándar internacional ISO/DIS 8178-1 del 2016, la determinación de la emisión de gases y partículas, se debe realizar en un banco de ensayo provisto de dinamómetro, sin embargo, en instancias limitadas y con él completo acuerdo de las partes involucradas, esta normativa contempla la posibilidad de realizar los ensayos bajo condiciones de campo según la ISO 8178-2. De esta manera, a continuación se describe los principios de medición establecidos por la

¹⁴⁹ Para mediciones de pruebas de campo en motores de combustión interna la EPA establece métodos tales como el método 3, 4, 7E y 5 para medición de O₂, humedad NO_x y PM respectivamente. Si bien la EPA establece metodologías de medición, por su parte, la ISO 8178-1 ó ISO 8178-2 da mayor énfasis al principio de medición de los instrumentos así como las respectivas incertezas asociadas. No obstante hay cierta equivalencia, específicamente con la medición del material particulado, los procesos de medición son técnicamente comparables.

normativa, condiciones de la medición con dinamómetro, determinación de los componentes gaseosos y determinación del particulado en los gases de combustión.

5.1.1 Principios generales de la medición

La medición de las emisiones requiere la determinación de la masa de los contaminantes en los gases de escape de manera que pueda correlacionarse con el trabajo del motor (en [g/kWh]). Para esto, el motor instalado en el dinamómetro permitirá determinar el correspondiente trabajo a partir de la utilización de ciclos de prueba que se encuentran definidos en la norma ISO 8178-4:2007.

La ISO 8178-4:2007 especifica la secuencia de los modos de ensayo de motores para diferentes aplicaciones. Específicamente, se establece la velocidad de giro, el torque y se determina el factor ponderado de peso aplicable a aquellos casos donde los resultados se expresen en [g/kWh].

Para el caso de un grupo generador, accionado por un motor reciprocante de combustión interna, el test de ensayo a aplicar corresponde a los ciclos tipo D con velocidad constante (sección 8.4 de la ISO 8178-4:2007). En términos de aplicación corresponde a ciclos de plantas de potencia (D1) y ciclos de set generador con carga intermitente (D2).

En la siguiente tabla, extraída de la ISO 8178-4:2007 (Table 5 — Cycles type D test modes and weighting factors) se pueden observar las tasas de velocidades asociadas al porcentaje de torque nominal del respectivo motor para el ciclo D1 y D2.

Mode number (cycle D1)	1	2	3								
Speed ^a	Rated speed			Intermediate speed					Low-idle speed		
Torque, ^a %	100	75	50								
Weighting factor	0,3	0,5	0,2								
Mode number (cycle D2)	1	2	3	4	5						
Speed ^a	Rated speed			Intermediate speed					Low-idle speed		
Torque, ^a %	100	75	50	25	10						
Weighting factor	0,05	0,25	0,3	0,3	0,1						
^a See ISO 8178-1:2006, 12.5 and 3.5, 3.6, 5 and 6 of this part of ISO 8178											

Tabla 82: Tasas de torque y velocidad en ciclos D1 y D2 (Tabla 5, ISO 8178-4:2007)

Según la tabla anterior, existen tres tipos de velocidades definidas; velocidad baja en ralentí, velocidad intermedia y velocidad nominal. La velocidad intermedia de la tabla anterior, debe entenderse como la velocidad declarada por el fabricante y se asocia a la curva de velocidad en función del torque. Asimismo, la velocidad baja corresponde al régimen de operación del motor cuando se obtiene el 50% de la potencia nominal; por su parte, la velocidad nominal corresponde al valor declarado por el fabricante del motor cuando la operación de este alcanza la potencia nominal.

Cada ensayo se debe realizar según el orden indicado en los modos de prueba para un ciclo de prueba en particular. La duración de la prueba estándar tiene un mínimo de 10 minutos, sin embargo, de ser necesario esta duración puede extenderse para recolectar una masa suficiente en el muestreo de material particulado o por causa de la estabilización necesaria en caso de motores grandes.

La correlación de los parámetros preparativos del test en la ISO 8178-4:2007 en relación a la normativa de la ISO 8178-1:2006 se observa en la siguiente tabla extraída de la ISO 8178-4:2007 (sección 7 Table 2 — Parameters).

No.	Parameter	ISO 8178-1:2006, clause/subclause	ISO 8178-2:1996, clause/subclause
7.1	Test conditions	5	5.2
7.2	Power; brake power	3.9, 5.3	3.9, 5.3
7.3	Engine air inlet system	5.4.1	5.4
7.4	Engine exhaust system	5.4.2	5.5
7.5	Test fuels; reference fuels (ISO 8178-5)	6	6
7.6	Measurement equipment and data to be measured	7	7
7.7	Accuracy of the measuring instruments	7.4	7.3
7.8	Determination of exhaust gas flow	7.3	7.2
7.9	Determination of the gaseous components	7.5, 12.4	7.4, 15 ^a
7.10	Determination of the particulates	7.6, 17	7.5, 16 ^a
7.11	Calibration of the analytical instruments	8	8 ^a
7.11.1	Calibration procedure	8.5	8 ^a
7.11.2	Verification of the calibration	8.5.7	8 ^a
7.12	Efficiency test of the NO _x converter	8.7	8 ^a
7.13	Checking of HFID hydrocarbon response	8.8.2	8 ^a
7.14	Calibration intervals	8.10, 9.4	8 ^a
7.15	Calibration of the particulate measuring system	9	9 ^a
7.17	Test run	12	11 ^a
7.18	Data evaluation for gaseous and particulate emissions	13	12 ^a
7.19	Calculation of the gaseous emissions	14	13 ^a
7.20	Calculation of particulate emissions	15	14 ^a
7.21	Analytical and sampling systems	16	15 ^a

^a For parameters 7.9 to 7.21 the operative clause of ISO 8178-2 contains references to the applicable clause(s) of ISO 8178-1. In some cases the necessary differences for the site conditions are described in ISO 8178-2.

Tabla 83: Correlación de los parámetros preparativos en ISO 8178-4:2007 (tabla 2, ISO 8178-4:2007)

Los procedimientos de ensayo para la medición de las emisiones es mostrada en la Figura 29, de acuerdo a la ISO/DIS 8178-1:2016 (Figura 2, Test procedures for emission mass measurement), donde PN corresponde al número de partículas y PM al material particulado.

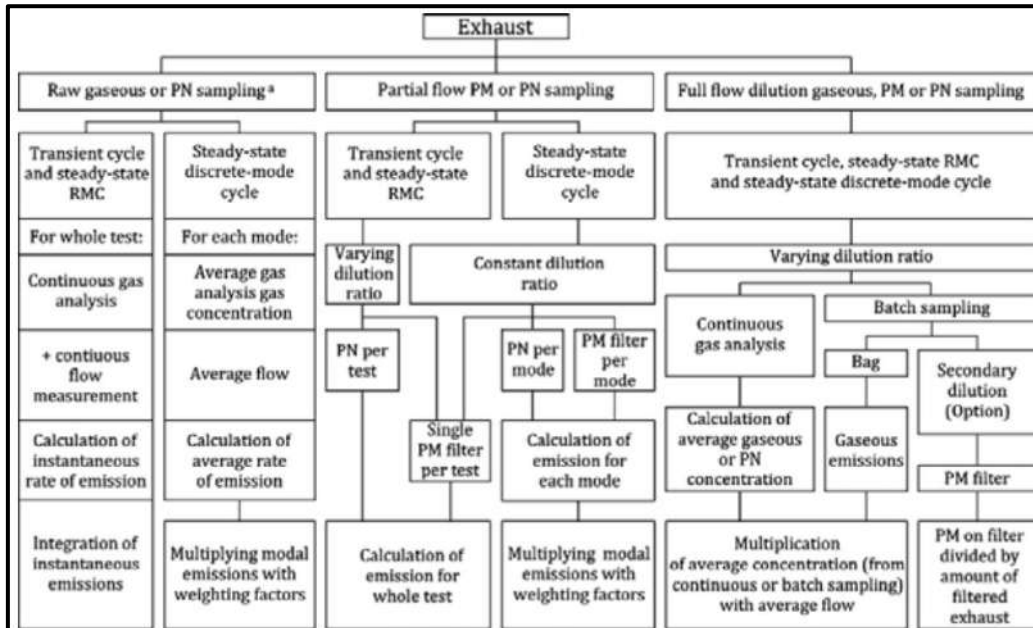


Figura 33: Procedimientos de ensayo para medición de emisiones

Como se observa de la figura anterior, los procedimientos de ensayo para determinar la masa de emisión de los diferentes constituyentes pueden ser mediante tres metodologías:

1. Mediante la obtención de los **gases en bruto** o de manera directa, es decir, **sin dilución** alguna;
2. A través de la obtención del **flujo de gases parcial**; y
3. Mediante la **dilución completa de los gases**.

Asimismo, independiente de lo anterior, el monitoreo de gases en cualquiera de los tres casos, se debe realizar con ciclos transientes y modos de ciclo discreto estacionarios de acuerdo a la ISO 8178-4:2007.

No obstante lo anterior, la determinación de la masa de cada elemento medido, se obtiene a partir de cualquiera de las siguientes formas: muestreo continuo, muestreo en lotes (batch) o una combinación de ambos.

En el **muestreo continuo**, la concentración del constituyente se mide de forma continua a partir de los gases de escape brutos o diluidos. Para determinar la tasa de flujo del constituyente y determinar así la masa total del componente emitido, esta concentración se multiplica por la tasa continua (sin diluir o diluidos) de escape en el punto de muestreo de emisiones

En el **muestreo por lotes**, una muestra de gas bruto o diluido se extrae de forma continua y se almacenan los gases en una bolsa (tedlar por ejemplo) y el MP en filtro para la respectiva medición posterior. La muestra extraída es proporcional a la velocidad de flujo de los gases de escape sin diluir o diluido. De esta manera, las concentraciones del lote muestreado se multiplican por la masa total o flujo de masa (en bruto o diluido) de la que se extrajo durante el ciclo de prueba.

En relación al monitoreo combinado, está permitido cualquier tipo de combinación. Por ejemplo, es factible el muestreo por lotes del MP y las emisiones gaseosas con muestreo continuo o viceversa.

Para el monitoreo de gases en cualquiera de sus formas, la ISO/DIS 8178-1:2016 establece requerimientos generales que se resumen en la siguiente tabla:

Requerimientos	Tópicos	Detalles generales
Generales para monitoreo	Diseño y construcción de sonda	De acero inoxidable o material no reactivo
	Tubos de transporte	Conducen las muestras de gases al analizador
	Muestreo en lotes o continuo	Cuando se extrae a partir de una velocidad de flujo constante, la muestra también se lleva a una velocidad de flujo constante. Para el muestreo por lotes, cuando se extraen a partir de una velocidad de flujo variable, la tasa de flujo de la muestra deberá variarse en proporción a la velocidad de flujo variable.
Acerca del monitoreo de gases	— Sondas	Las sondas pueden estar orientadas en cualquier dirección con respecto al flujo de escape sin diluir o diluido. Para algunas sondas, la temperatura de la muestra deberá ser controlada de la siguiente manera: <ol style="list-style-type: none"> a. Para las sondas que extraen NO_x de los gases de escape diluidos, la temperatura de la pared de la sonda deberá ser controlada para evitar la condensación acuosa; b. Para las sondas que extraen HC a partir de gas de escape diluido, la temperatura de la pared de la sonda debe ser controlada aproximadamente a 191 [°C] para minimizar la contaminación de la muestra.
	Tubos de transporte	Las superficies internas deben ser de acero inoxidable, PTFE o Viton TM . Se utilizará un material no reactivo capaz de soportar temperaturas de escape: <ol style="list-style-type: none"> a. Para los tubos de transporte de NO_x, aguas arriba, ya sea de un convertidor de NO₂ a NO que cumpla con las especificaciones del apartado 9.4 de ISO/DIS 8178-1:2016 o un enfriador que cumpla

Requerimientos	Tópicos	Detalles generales
		<p>con las especificaciones del punto 9.5.9.3 de ISO/DIS 8178-1:2016, una temperatura de la muestra que evita la condensación acuosa se mantendrá;</p> <p>b. Para el transporte de THC tubos de una tolerancia a la temperatura de la pared a lo largo de toda la línea de (191 ± 11) [°C] deberá mantenerse. La longitud y el aislamiento del tubo de transferencia deberán estar diseñados para enfriar la temperatura de escape bruta esperada más alta a no menos de 191 [°C], medida en la salida del tubo de transporte.</p>
	Componentes de los acondicionadores de la muestra	Secadores, bombas y scrubber de amoníaco.
Monitoreo en bruto para emisiones de gases	Sondas de monitoreo	Las sondas de muestreo de emisiones gaseosas deberán colocarse como mínimo a 0,5 [m] o tres veces el diámetro del tubo de escape aguas arriba de la salida del sistema de gases de escape (el que sea mayor), pero, lo suficientemente cerca del motor a fin de garantizar una temperatura de los gases de escape de al menos 70 [°C] en la sonda. Para los motores de encendido por chispa, el muestreo se puede realizar en el lado de alta presión del silenciador, pero tan lejos de la lumbrera de escape como sea posible.
Monitoreo con dilución para emisiones gaseosas	Sistema de dilución	Cuando un sistema de dilución de flujo total se utiliza para la determinación de las partículas, las emisiones gaseosas pueden determinarse también en el gas de escape diluido. Las sondas de muestreo deberán situarse cerca de la sonda de muestreo de partículas (PSP) en el túnel de dilución (DT) (ver apartado 8.3.3 de ISO/DIS 8178-1:2016). Para los motores de encendido por compresión, HC y NOx se medirán mediante un muestreo directo desde el túnel de dilución. Alternativamente, si se cumplen las temperaturas relativas (párrafo 5.2.2 de ISO/DIS 8178-1:2016), puede ser utilizada la toma de muestras en una bolsa con la posterior medición de la concentración. CO y CO ₂ podrán determinarse opcionalmente mediante la medición directa o tomando una muestra en una bolsa y la posterior medición de la concentración en la bolsa de muestreo. Para los motores de encendido por chispa y motores de gas, todos los componentes, opcionalmente, pueden medirse directamente en el túnel de dilución, o tomando una muestra en una bolsa y la posterior medición de la concentración en la bolsa de muestreo.
Sistema de dilución	Condiciones de la dilución	La dilución que puede llevarse a cabo mediante flujo completo o dilución de flujo parcial, se puede diluir con el aire ambiente, aire purificado, o nitrógeno. Para la medición de las emisiones gaseosas de la temperatura de dilución debe ser de al menos 15 ° C. Para las muestras de MP la temperatura de dilución se especifica en el apartado 5.2.5.3 de ISO/DIS 8178-1:2016 para el monitoreo a volumen constante y 5.2.5.1 de ISO/DIS 8178-1:2016 para dilución de flujo parcial. La capacidad de flujo del sistema de dilución será lo suficientemente grande como para eliminar por completo la condensación de agua en los sistemas de dilución y de muestreo. Des-humidificar el aire de dilución antes de entrar en el sistema de dilución está permitida, si la humedad del aire es alta. Las paredes del túnel de dilución se pueden calentar o aislarlas, así como el tubo de corriente en bruto aguas abajo del túnel para evitar la condensación acuosa.
Monitoreo con dilución para emisiones de MP	Determinación de masa de partículas	Para determinar la masa de partículas se requiere un sistema de muestreo de partículas, filtros de muestreo de partículas, una balanza de precisión y una cámara de temperatura y humedad controlada.

Tabla 84: Requerimientos generales para monitores de gasa y partículas (ISO/DIS 8178-1:2016)

Para la aplicación del monitoreo de gases y material particulado, la ISO/DIS 8178-1:2016 en la sección 5.3.2 tabla 4, establece una recomendación de las especificaciones de los instrumentos necesarios.

Measurement Instrument	Measured quantity symbol	Complete System Rise time (t_{r0-90}) and Fall time (t_{90-10}) ^a	Recording update frequency	Accuracy ^b	Repeatability ^b	Noise ^b
Engine speed transducer	n	1 s	1 Hz means	2.0 % of pt. or 0.5 % of max.	1.0 % of pt. or 0.25 % of max.	0.05 % of max
Engine torque transducer	T	1 s	1 Hz means	2.0 % of pt. or 1.0 % of max.	1.0 % of pt. or 0.5 % of max.	0.05 % of max
Electrical work (active-power meter)	W	1 s	1 Hz means	2.0 % of pt. or 0.5 % of max.	1.0 % of pt. or 0.25 % of max.	0.05 % of max
General pressure transducer (not a part of another instrument)	p	5 s	1 Hz	2.0 % of pt. or 1.0 % of max.	1.0 % of pt. or 0.50 % of max.	0.1 % of max
Atmospheric pressure meter used for PM-stabilization and balance environments	p_a	50 s	5 times per hour	50 Pa	25 Pa	5 Pa
General purpose atmospheric pressure meter	p_a	50 s	5 times per hour	250 Pa	100 Pa	50 Pa
Temperature sensor for PM-stabilization and balance environments	T	50 s	0.1 Hz	0.25 K	0.1 K	0.1 K
Other temperature sensor (not a part of another instrument)	T	10 s	0.5 Hz	0.4 % of pt. K or 0.2 % of max. K	0.2 % of pt. K or 0.1 % of max. K	0.1 % of max
Dewpoint sensor for PM-stabilization and balance environments	T_{dew}	50 s	0.1 Hz	0.25 K	0.1 K	0.02 K
Other dewpoint sensor	T_{dew}	50 s	0.1 Hz	1 K	0.5 K	0.1 K
Fuel flow meter ^c (Fuel totalizer)		5 s (N/A)	1 Hz (N/A)	2.0 % of pt. or 1.5 % of max.	1.0 % of pt. or 0.75 % of max.	0.5 % of max.
Total diluted exhaust meter (CVS) ^c (With heat exchanger before meter)		1 s (5 s)	1 Hz means (1 Hz)	2.0 % of pt. or 1.5 % of max.	1.0 % of pt. or 0.75 % of max.	1.0 % of max.
Dilution air, inlet air, exhaust, and sample flow meters ^c		1 s	1 Hz means of 5 Hz samples	2.5 % of pt. or 1.5 % of max.	1.25 % of pt. or 0.75 % of max.	1.0 % of max.
Continuous gas analyzer	x	5 s	1 Hz	2.0 % of pt. or 2.0 % of meas.	1.0 % of pt. or 1.0 % of meas.	1.0 % of max.
Batch gas analyzer	x	-	-	2.0 % of pt. or	1.0 % of pt. or	1.0 % of
				2.0 % of meas.	1.0 % of meas.	max.
Gravimetric PM balance	m_t	-	-	See par. 8.1.5.3	0.5 µg	-

^a The performance specifications identified in the table apply separately for rise time and fall time.

^b Accuracy, repeatability, and noise are all determined with the same collected data as described in paragraph 5.3, and based on absolute values. "pt." refers to the overall flow-weighted mean value expected at the standard; "max." refers to the peak value expected at the standard over any test interval, not the maximum of the instrument's range; "meas" refers to the actual flow-weighted mean measured over any test interval.

^c The procedure for accuracy, repeatability and noise measurement described in paragraph 3 may be modified for flow meters to allow noise to be measured at the lowest calibrated value instead of zero flow rate.

Tabla 85: Especificaciones de instrumentos de ensayo (tabla 4, ISO 8178-1:2016)

5.1.2 Medición de parámetros operacionales de motor y de las condiciones de ensayo

Considerando que la determinación de los niveles de emisión gaseosa y de material particulado de los motores debe ser realizada con un dinamómetro, las características adecuadas de este, así como, las condiciones de registro de las condiciones de ensayo son establecidas en la ISO/DIS 8178-1:2016.

Un resumen de los tipos de equipos y mediciones a realizar se presenta en la siguiente tabla.

Equipo	Especificación / tipo
Dinamómetro	Pueden ser usados: <ul style="list-style-type: none"> • De corriente Eddy o dinamómetro hidráulico, • De corriente alterna o corriente continua.
Sensores mecánicos de dinamómetro	Además de las especificaciones técnicas de la tabla 4 de ISO 8178-1:2016, los sensores, en general, deben cumplir con requisitos de linealidad. Específicamente se establece: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Sensores de velocidad</i>: Detector de la posición del eje magnético u óptico con una resolución de al menos 60 recuentos por revolución, en combinación con un contador de frecuencia. Otros sensores con una resolución equivalente pueden ser utilizados. • <i>Sensor de Torque</i>: El torque puede ser medido por montar una celda de carga (o instrumento similar) en línea entre el eje del motor y el dinamómetro, o, midiendo el par mediante el montaje de un medidor de deformación o un instrumento similar en un brazo de palanca conectado a la carcasa dinamómetro. El sistema de control tiene que realizar los cálculos en tiempo real y el par inducido por la inercia de aceleración y desaceleración así como componentes conectados al volante, como el rotor de eje motor y el dinamómetro, deben ser compensados. La calibración se describe en el apartado 9.9.1 de la ISO 8178-1:2016. • <i>Trabajo de eje</i>: El trabajo de eje y la potencia desarrollada por el motor son calculadas a partir de los sensores de velocidad y torque. • <i>Accesorios del motor</i>: El trabajo requerido por los accesorios del motor para alimentar, lubricar, calentar el motor, refrigerar con líquido, o aún para operar dispositivos se deben contabilizar e instalar de acuerdo con el punto 5.2 de la norma ISO 8178-4:2016.
Sensores de presión, temperatura y punto de rocío	Los sensores de temperatura, presión y de punto de rocío deben cumplir con la calibración de acuerdo al párrafo 9.10 de ISO 8178-1:2016. En particular, los sensores de presión deben estar ubicados en un ambiente de temperatura controlada, o, deben compensar los cambios de temperatura por encima del rango de operación. <ul style="list-style-type: none"> • <i>Medición de temperatura</i>: Puede ser realizada con termistores, sensores de resistencia RTD o termocuplas. • <i>Sensores de presión</i>: Pueden utilizarse del tipo de capacitancia, de cristal de cuarzo o transductores de interferometría láser para la presión atmosférica, asimismo, sensores de deformación o aún manómetros. • <i>Medición del punto de rocío</i>: puede incluirse higrómetros que incluyen sensores de espejo y de ondas acústicas, sensores de capacitancia o aún psicrómetro de bulbo húmedo y seco.
Mediciones relacionadas con flujos	Para cualquier tipo de medidor de flujo, el flujo debe acondicionarse para evitar estelas, remolinos, corrientes circulantes, o pulsaciones de flujo de manera de no afectar la exactitud o la repetitividad del medidor. Para lograr esto se puede utilizar una longitud suficiente de tubo recto (tal como una longitud igual a al menos 10 diámetros de tubería) o mediante el uso de curvas especialmente diseñados, con aletas, placas de orificios (o amortiguadores de pulsaciones neumáticos para el medidor de flujo de combustible) para establecer un perfil de velocidad constante y predecible aguas arriba del medidor. Entre los flujos a medir se encuentran: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Flujo de combustible</i>: La calibración está especificada en parágrafo 9.11.1 de ISO 8178-1:2016 y la medición puede realizarse con medidores que utilicen principios gravimétricos o de inercia. Entre otros equipos puede ser el medidor de Coriolis. • <i>Flujo de aire de admisión</i>: La calibración está especificada en los párrafos 9.11.2 y 9.1.4 de ISO 8178-1:2016. Los medidores de aire pueden ser aquellos con características flujo laminar, medidor de flujo ultrasónico, Venturi subsónico, medidor térmico, tubo de Pitot de promedio, o un anemómetro de hilo caliente. • <i>Flujos de gases de escape</i>: Estos sensores deben cumplir con los requisitos de linealidad en el apartado 9.1.4 de ISO 8178-1:2016 y deberán estar diseñado con factores de compensación de acuerdo al apartado 9.11.3 de

Equipo	Especificación / tipo
	ISO 8178-1:2016. Asimismo, a fin de controlar el sistema de dilución de flujo parcial de manera de extraer una muestra proporcional de muestra de gases, el tiempo de respuesta del medidor está especificado en el apartado 8.2.1.2 de ISO 8178-4:2007. La medición del caudal de gases de escape directa puede implicar el uso de un medidor ultrasónico de flujo, un Venturi subsónico, un tubo de Pitot de promedio, un anemómetro de hilo caliente, un medidor de flujo de vórtice, u otro principio de medición.
Medición indirecta de flujo de salida	La normativa permite la determinación indirecta de flujo de gases de salida a partir de cuatro metodologías: a) Medición del flujo de ingreso de aire y combustible, b) Balance de flujo de combustible y balance de carbono, c) Método de medición de gas indicador y d) Método de medición de la razón flujo de aire/flujo de combustible.
Dilución de aire y medición de la dilución de flujo de salida	La normativa prevé que las tasas de flujo de escape diluido instantáneo o de flujo total de escape diluido durante un intervalo de prueba se determinarán mediante el uso de un medidor de flujo de escape diluido. Las tasas de flujo de escape sin diluir o flujo total de escape sin diluir durante un intervalo de prueba pueden calcularse a partir de la diferencia entre un medidor de flujo de escape diluido y un medidor de aire de dilución.
Medición de flujo para muestreo por lotes o batch	Se utiliza un medidor de flujo para determinar el caudal de una muestra del flujo de gases o el flujo total de la muestra. Para determinado intervalo del monitoreo por lotes. Se recomienda utilizar medidores de flujo ultrasónico, Venturi subsónico, Venturi de flujo crítico (CFV) o tubos Venturi de flujo críticos múltiples dispuestos en paralelo, medidor de desplazamiento positivo, medidor de masa por temperatura, tubos de Pitot y anemómetro de hilo caliente.

Tabla 86: Equipos y mediciones a realizar para determinación de emisiones gaseosas y de material particulado (ISO/DIS 8178-1:2016)

5.1.3 Determinación de componentes gaseosos

En general la ISO/DIS 8178-1:2016 establece que los analizadores deberán tener una amplitud de medida compatible con la precisión requerida para medir las concentraciones de los componentes de los gases de escape. Los gases de escape pueden ser medidos con base húmeda o seca, en el caso que se use un dispositivo de secado del gas, este deberá tener un efecto mínimo en la composición de los gases medidos. Los secadores químicos no son un método aceptable para eliminar el agua de la muestra.

Los componentes gaseosos así como los requerimientos técnicos para su medición, se presentan a continuación de manera resumida, en la siguiente tabla.

Componente a medir	Características técnicas de medición
Medición de CO y CO₂	Se utiliza la técnica de medición infrarroja no dispersiva (NDIR) para gases de escape ya sea sin dilución o con dilución, por lotes o monitoreo continuo. Para efectos de calibración y verificación ver apartado 9.5.8 de ISO /DIS 8178-1:2016.
Medición de O₂	Se utiliza un detector paramagnético (PMD) para gases de escape sin diluir o diluido, por lotes o monitoreo continuo.
Medición de hidrocarburos HC	Se utiliza un analizador con detección de ionización de llama (HFID) para medir las concentraciones de hidrocarburos en el escape. Esto, para gases diluidos o sin diluir, ya sea por lotes o monitoreo continuo. Las concentraciones de hidrocarburos se determinarán sobre la base unitaria del número de carbonos (C _n). Los valores de metano e hidrocarburos no metánicos se determinarán como se describe en el apartado 7.3.5.1 de ISO/DIS 8178-1:2016. Los analizadores de FID calentado deberán mantener todas las superficies que están expuestas a las emisiones a una temperatura de 191 ± 11 [°C]. Para los motores que utilizan metanol como combustible, se aplican los requisitos de temperatura en el apartado 7.3.11.3 de ISO/DIS 8178-1:2016. Opcionalmente, para motores de gas y la prueba diluida de

Componente a medir	Características técnicas de medición
	motores de encendido por chispa, el analizador de hidrocarburos podrá ser del detector de ionización de llama no calentado (FID).
Medición de hidrocarburos que no metánicos (HCNM)	Como el analizador con detector de ionización de llama no calentado (FID) mide los hidrocarburos totales (HCT), la determinación de los hidrocarburos que no contienen metano (HCNM) deben ser cuantificados ya sea mediante la oxidación los hidrocarburos no metánicos (CO ₂ y H ₂ O) y un analizador FID, o en su defecto con un cromatógrafo. Los cálculos relacionados con el HCNM se describen en la norma ISO 8178-4:2007, párrafo 9 y en el anexo H. Para los motores operados sólo con combustible diésel, se permite asumir que 2% de hidrocarburos totales medidos son metánicos, en vez de medir el metano.
Medición de óxidos de nitrógeno	El procedimiento de referencia contempla equipos con detector de quimioluminiscencia. Procedimientos de medidas alternativas pueden ser consultados en el Anexo B de ISO/DIS 8178-1:2016. Asimismo, de usarse otros instrumentos, deben cumplir con los apartados específicos 7.3.6.1 a 7.3.6.4 de ISO/DIS 8178-1:2016.
Medición del dióxido de azufre SO₂	La emisión de SO ₂ se calcula a partir del contenido de azufre del combustible utilizado, considerando que la experiencia ha demostrado que el uso del método de medición directa para el SO ₂ no da resultados más precisos
Medición de amoníaco NH₃	Se pueden utilizar un analizador FTIR (equipo infrarrojo por transformada de Fourier) o analizador laser de infrarrojos NDUV.
Medición de monóxido de dinitrógeno N₂O	Se puede utilizar un analizador FTIR, un analizador infrarrojo no dispersivo NDIR o un analizador laser de infrarrojos NDUV.
Medición de formaldehído HCHO	El formaldehído debe ser determinado haciendo pasar una muestra de escape, preferentemente a partir del gas de escape diluido, a través de un impactador que contiene una solución de acetonitrilo (ACN) de reactivo DNPH o a través de un cartucho de sílice recubierta con 2,4-DNPH. La muestra recogida debe ser analizada mediante un cromatógrafo líquido de alta presión (HPLC) usando la detección UV a 365 [nm]. Opcionalmente puede utilizarse un equipo FTIR o NDIR.
Medición de metanol CH₃OH	En general un analizador FTIR puede ser usado, sin embargo, dado que la tecnología no ha sido plenamente demostrada para las mediciones de escape, se requiere un acuerdo previo de las partes involucradas. No obstante lo anterior, cromatografía gaseosa y HFID pueden ser utilizadas de acuerdo a especificaciones en la sección 7.3.11.2 y 7.3.11.3 de ISO/DIS 8178-1:2016.
Medición de la relación aire combustible	El equipo de medición de aire-combustible utilizado para determinar el flujo de gases de escape, como se especifica en el apartado 6.4.4.4 de ISO/DIS 8178-1:2016, debe ser un sensor de amplia gama para la relación de aire-combustible, o un sensor lambda del tipo Zirconio. El sensor se instalará directamente en el tubo de escape en donde la temperatura del gas de escape es lo suficientemente alta para impedir la condensación del agua. La precisión del sensor con dispositivos electrónicos incorporados es completamente especificada en la ISO/DIS 8178-1:2016.

Tabla 87: Requerimientos técnicos para la medición de componentes gaseosos (ISO/DIS 8178-1:2016)

5.1.4 Determinación de material particulado

ISO/DIS 8178-1:2016 establece la cuantificación de material particulado a través de la determinación de la masa de este para un flujo determinado y la contabilización del número de partículas.

Para ambos casos se requieren ensayos en un túnel de dilución y en la sección 8 de la ISO/DIS 8178-1:2016 se describe técnicamente el protocolo y su metodología de medición. Una descripción

conceptual de los elementos a utilizar es presentada a continuación en la Tabla 87. En relación a la calibración y verificación de los sistemas de medición, el capítulo 9 de la ISO 8178-1:2016 establece los detalles correspondientes.

Determinación de:	Componentes necesarios	Observaciones
Masa de particulado	<ul style="list-style-type: none"> Sonda de muestreo de partículas para captura de gases y material particulado. Conductos de transporte de muestra aislado y tan corto cuanto sea factible. Preclasificadores que permiten eliminar las partículas de gran tamaño de manera de evitar que lleguen al porta filtro. Puede ser de impactador inercial o del tipo ciclónico. Filtros de muestreo del tipo fluorados (PFE) de fibra de vidrio o de membrana. Cámara de pesaje y balanza analítica. La cámara debe tener temperatura controlada de 22 [°C] ± 1 [°C] y humedad relativa de 45% ± 8%. La balanza debe tener una repetitividad de 0,5 [µg]. 	<ul style="list-style-type: none"> El monitoreo del material particulado debe ser diluido al menos una vez aguas arriba del conducto de transporte para monitoreo a volumen constante y aguas abajo para dilución de flujo parcial. Por su parte la temperatura debe ser controlada 47 [°C] ± 5 [°C].
Número de partículas	<ul style="list-style-type: none"> Preclasificador que permite eliminar las partículas de gran tamaño de manera de evitar que lleguen al porta filtro. Puede ser de impactador inercial o del tipo ciclónico. Filtros HEPA Contador de partículas 	<ul style="list-style-type: none"> Las emisiones del número de partículas debe ser medido por monitoreo continuo. Sin embargo debe utilizarse un preclasificador con dilución de flujo parcial o flujo total.

Tabla 88: Componentes necesarios para la determinación de MP (ISO/DIS 8178-1:2016)

Otros aspectos de la familia de normas ISO 8178 que esclarecen aspectos fundamentales de la medición se encuentran resumidos en la siguiente tabla.

Alcance	Alcances	Observaciones
ISO 8178-2:2008 Medición de las emisiones de gases de escape y partículas en condiciones de campo	<ul style="list-style-type: none"> Junto a ISO 8178-1:2016 e ISO 8178-11:2006 especifica los métodos de medición y evaluación de las emisiones gaseosas y de partículas de escape en condiciones de estado estacionario y transitorio para las pruebas de campo. Se utiliza a fin de determinar conformidad de uso de la máquina o cuando no es posible tomar mediciones en banco de pruebas. Asimismo, cuando se deseen utilizar los datos de campo en banco de pruebas. Este método se puede utilizar para determinar la conformidad o certificación de los motores nuevos, usados o reconstruidos en el sitio. Aún para la prueba de conformidad en el uso de vehículos en el terreno. La confirmación de los resultados del banco de pruebas con respecto a la norma ISO 8178-4:2007 también se puede realizar dentro de esta parte de la norma ISO 8178. Para los motores utilizados en las máquinas cubiertas por las necesidades adicionales (por ejemplo, normas de salud y seguridad en el trabajo, 	<p>Las mediciones de campo se llevarán a cabo sólo cuando uno o más de los siguientes requisitos y condiciones exista:</p> <ul style="list-style-type: none"> Cuando la medición en banco de pruebas para la homologación de tipo no es adecuada debido a las condiciones del sitio no pueden ser duplicado. Esta prueba es una sustitución de medida del banco de pruebas, por lo tanto, la prueba debe llevarse a cabo mediante la prueba ciclo en la norma ISO 8178-4:2007. Ejemplo 1 Cuando el combustible real utilizado en el sitio no puede ser utilizado debido a la disponibilidad o restricción ambiental en la ubicación del banco de pruebas. Ejemplo 2 Cuando las condiciones ambientales del banco de pruebas no son representativas de las condiciones del lugar a causa de diferencia de altitud, humedad o temperatura del aire. Si se necesita la medición en el lugar para evaluar la contaminación actual y local. Esto debe hacerse en condiciones reales o simuladas. A pesar que el funcionamiento del motor bajo un ciclo

Alcance	Alcances	Observaciones
	<p>reglamentos para las centrales eléctricas) condiciones de ensayo adicionales y métodos de evaluación especiales se pueden aplicar.</p>	<p>de prueba se define en la ISO 8178-4:2007 no siempre es posible, en consecuencia el procedimiento de prueba debe ser lo más cercano posible a dicho procedimiento. Por lo tanto, los valores medidos en este caso no pueden ser directamente comparables con banco de prueba dado que estos valores medidos y resultados son muy dependientes de los ciclos de prueba.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuando se acuerde la medida en terreno por las partes involucradas. Los valores obtenidos representan sólo un motor específico y bajo condiciones específicas del sitio y no necesariamente representar los valores medios o típicos. Los valores medidos no se pueden comparar con los resultados del banco de pruebas en la mayoría de los casos.
<p>ISO 8178-3:1994 Definiciones y métodos de medición de los humos de escape en condiciones de estado estacionario</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Especifica dos métodos para la medición y caracterización de los humos de gases de escape de motores de combustión interna alternativos que operan bajo condiciones de estado estacionario. • Un método evalúa la opacidad del humo mediante la medición del oscurecimiento de un haz de luz • El otro evalúa el contenido de hollín mediante la medición del ennegrecimiento de un filtro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Esta parte de ISO 8178 no se ocupa de la medición en condiciones transitorias. • Dice explícitamente que puede ser aplicado a los motores utilizados para impulsar la construcción de carreteras y máquinas de movimiento de tierras, camiones industriales, y para otras aplicaciones en las que no existen normas internacionales para la medición de humos de escape de gas adecuado de estos motores. Específicamente nada se dice respecto de los generadores eléctricos.
<p>ISO 8178-4:2007 Ciclos de ensayos estacionarios para diferentes aplicaciones de motores</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Especifica los ciclos de ensayo para la medición y la evaluación de las emisiones de gases y partículas de escape de los motores de combustión interna alternativos acoplados a un dinamómetro 	<ul style="list-style-type: none"> • Con ciertas restricciones, esta parte de la norma ISO 8178 también se puede utilizar para las mediciones en terreno. • Los test de ensayo tipo D de velocidad constante corresponden al caso específico de plantas de potencia (D1) y set de generadores con carga parcial (D2).
<p>ISO 8178 – 9:2012 Ciclos de ensayo y métodos de ensayo para la medición de banco de pruebas de emisiones de humo de gases de los motores de encendido por compresión que operan bajo condiciones transitorias.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Especifica los procedimientos de medición y ciclos de prueba para la evaluación de las emisiones de humo de los motores de encendido por compresión en el banco de pruebas • Los ciclos de pruebas de humo corresponden a ensayos transitorios con medidores de humo que funcionan según el principio de extinción de la luz. • Se explicita que los procedimientos de prueba y las técnicas de medición descritos en las cláusulas 1 a 11 de esta parte de la norma ISO 8178 son aplicables a motores alternativos de combustión interna en general. 	<ul style="list-style-type: none"> • La técnica de medición corresponde a opacímetros con base en la normativa ISO 11614.
<p>ISO 8178-10:2002 Ciclos y métodos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Especifica los procedimientos de medición y ciclos de prueba para la 	<ul style="list-style-type: none"> • Esta parte de la norma está diseñada para ser utilizada principalmente como

Alcance	Alcances	Observaciones
de ensayo para la medición de humo de los gases de escape en pruebas de campo de las emisiones de los motores de encendido por compresión que operan bajo condiciones transitorias.	<p>evaluación de las emisiones de humo de los motores de encendido por compresión en condiciones de campo.</p> <ul style="list-style-type: none"> Esta normativa establece, al igual que los casos anteriores el uso de opacímetros de flujo parcial. 	un apoyo a los programas de ensayo de humo en motores que han sido certificados o aprobados de acuerdo con las directrices de la ISO 8178-9.

Tabla 89: Alcance de las distintas partes de la norma ISO 8178

5.2 Descripción de ensayo de ruido

Las normas ISO 3743-1 y 3743-2 establecen la metodología para determinar los niveles de potencia acústica en fuentes de ruido tanto móviles como máquinas estacionarias. En ambas normativas, se requiere de salas de ensayos que según su materialidad pueden generar o no reverberancia. La ISO 3743-1 considera una sala de ensayo de paredes sólidas de manera que los niveles de potencia acústica son obtenidos sin el efecto de la reverberancia. Sin embargo, la ISO 3743-2 contempla el uso de salas de ensayo que por sus condiciones de materialidad tienen un tiempo de reverberancia específica en un rango de frecuencia.

5.2.1 ISO 3743-1

Esta norma establece un método para determinar los niveles de potencia acústica en fuentes de ruido móviles tales como sistemas, máquinas y/o componentes. Las mediciones son realizadas en salas de ensayo con paredes sólidas en las cuales se mide la presión sonora en bandas de octavas, de la fuente emisora. Luego se mide la presión sonora en bandas de octavas de una fuente de características acústicas conocidas y se comparan los valores. Si se hacen ambos ensayos bajo las mismas condiciones, entonces por diferencia entre ambos resultados, se obtendrá la potencia acústica en bandas de octavas, como se describe más adelante. De este resultado se calcula la potencia acústica ajustada, en [dB(A)] (decibeles ajustados).

De la sala de ensayo

La sala de ensayo debe tener un volumen mínimo de 40 [m³] y ser al menos 40 veces el volumen del paralelepípedo más pequeño que encierre la máquina a ensayar. En salas entre 40 y 100 [m³], la máxima dimensión de la máquina no debe exceder 1 [m]. En salas mayores a 100 [m³] la máxima dimensión de la máquina no debe exceder 2 [m].

El máximo coeficiente de absorción permitido para las paredes y cualquier superficie de contorno es de 0,2 en todas las frecuencias. De esta forma, en general, cualquier sala desamoblada y sin arreglos acústicos especiales, con paredes, piso y cielo con superficie lisa y dura cumple este requerimiento.

De la instrumentación

Entre los principales instrumentos de medición se tienen micrófonos y una fuente sonora de referencia. Técnicamente, los micrófonos deben ser del tipo 1 según la norma IEC 60804¹⁵⁰. Para mediciones de bandas de octavas, la instrumentación debe cumplir los requerimientos de IEC 60225¹⁵¹ y para efectos de calibración de equipos, se debe seguir IEC 942¹⁵². En cuanto a la fuente sonora de referencia, los requerimientos son indicados en la ISO 6926¹⁵³.

De la instalación y operación

Considerando que el montaje de la máquina puede tener un impacto significativo sobre los resultados obtenidos en la medición, se recomienda que esta se instale de acuerdo al montaje que se usará al momento de operar la máquina definitivamente. Particularmente, durante los ensayos pueden incorporarse amortiguadores para absorber vibraciones, cuando el equipo vaya a ser usado de la misma manera. No obstante lo anterior, se debe seguir el procedimiento de montaje descrito en las especificaciones técnicas si la máquina cuenta con uno.

De la realización del ensayo

Dentro del ensayo se realizan dos mediciones completas. La primera sobre la fuente sonora en estudio, la segunda sobre una fuente sonora de referencia. Ambas mediciones se llevan a cabo con la máquina respectiva instalada dentro de la sala de prueba. Se compara el promedio de niveles de presión sonora de la fuente sonora en estudio, con el de la fuente sonora de referencia cuya potencia sonora es conocida. Para hacer esta comparación, ambas mediciones se harán en las mismas condiciones. La diferencia entre los niveles de presión sonora obtenidos en ambas mediciones es igual a la diferencia entre los niveles de potencia sonora de la fuente en estudio y los niveles de potencia sonora de la fuente sonora de referencia son conocidos.

Durante los ensayos se deben seguir las condiciones operacionales de cada máquina en estudio y de no existir una directriz, se recomienda que estos se realicen bajo condiciones de operación normal. Para los equipos generadores el código de medición de ruido corresponde a la ISO 8528-10¹⁵⁴ cuya equivalencia corresponde a la AENOR: UNE 26513:2004.¹⁵⁵

No obstante lo anterior, las respectivas normas establecen los siguientes aspectos a considerar:

- **Ubicación de la fuente sonora en estudio:** La fuente sonora debe estar a mínimo 1 [m] de cualquier pared de la sala de prueba o del cielo. Los lados de la caja de referencia (el paralelepípedo imaginario más pequeño capaz de contener la fuente sonora en estudio) no deben ser paralelos a las paredes de la sala. Al instalar la fuente sonora en estudio, se debe tener en consideración la posición de los micrófonos, ya que estos necesitan estar

¹⁵⁰ IEC 60804 - Integrating-averaging sound level meters

¹⁵¹ IEC 60225 - Octave, half-octave and third-octave band filters intended for the analysis of sounds and vibrations

¹⁵² SS IEC 942 - Acoustics - Sound Calibrators

¹⁵³ ISO 6926 - Acoustics -- Requirements for the performance and calibration of reference sound sources used for the determination of sound power levels

¹⁵⁴ ISO 8528-10:1998 - Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets -- Part 10: Measurement of airborne noise by the enveloping surface method.

¹⁵⁵ AENOR: UNE 26513:2004 - Grupos electrógenos de corriente alterna accionados por motores alternativos de combustión interna. Medición del ruido aéreo mediante el método de la superficie envolvente.

ubicados a la redonda alrededor de ella, por lo que se recomienda que se instale la fuente sonora al centro de la sala de prueba.

- **Ubicación de fuente sonora de referencia:** En general la fuente sonora de referencia debe ser ubicada en la misma posición que la fuente sonora en estudio, para replicar las condiciones en que esta fue probada.
- **Ubicación de micrófonos:** Se deben usar al menos tres micrófonos, los cuales deben permanecer en la misma ubicación y orientación tanto en la medición de la fuente sonora en estudio, como en la medición de la fuente sonora de referencia. La mínima distancia entre el micrófono y la fuente sonora es la indicada en la siguiente ecuación, donde V es el volumen de la sala en metros cúbicos.

$$d_{min} = 0,3 \cdot V^{\frac{1}{3}}$$

La distancia mínima de un micrófono a alguna pared o al cielo es de 0,5 [m].

- **Información resultante del ensayo:** Se debe obtener del ensayo el promedio en el tiempo de los niveles de presión acústica para cada banda de octava del rango de frecuencias que se muestreó de cada micrófono, según la norma IEC 60804. Se recomienda un tiempo de medición de 30 [s] para la fuente sonora de referencia. Esta medición se hace para la fuente sonora en estudio, la fuente sonora de referencia y el ruido ambiente.
- **Cálculo de la potencia sonora:** Primero se calcula para cada banda de octava, el nivel de potencia sonora según la siguiente ecuación, donde:

L_w : Potencia sonora de la fuente en estudio

$L_{w(RSS)}$: Potencia sonora conocida y calibrada de la fuente sonora de referencia

$\overline{L_{p(RSS)}}$: Promedio de la presión acústica de la fuente sonora de referencia

$\overline{L_{p(ST)}}$: Promedio de la presión acústica de la fuente sonora en estudio

$$L_w = L_{w(RSS)} - \overline{L_{p(RSS)}} + \overline{L_{p(ST)}}$$

Luego se calcula la potencia sonora ajustada por banda de octavas según la siguiente ecuación, donde:

L_{wA} : Potencia sonora ajustada de la fuente sonora en estudio

L_{wi} : Potencia sonora en banda de octavas i

A_i : Valor de ajuste para la banda i de la Tabla 89.

$$L_{wA} = 10 \log \left[\sum 10^{0.1(L_{wi} + A_i)} \right] dB$$

Frecuencia [Hz]	Ai [dB]
125	-16,1
250	-8,6
500	-3,2
1.000	0
2.000	1,2
4.000	1,0

Frecuencia [Hz]	Ai [dB]
8.000	-1,1

Tabla 90: Ajuste A para potencia sonora ajustada¹⁵⁶

De los resultados que se deben reportar

La información que se debe reportar al concluir toda medición hecha con esta norma es la que sigue:

- **Fuente sonora en estudio**
 - Tipo, información técnica, dimensiones, fabricante, número de serie, año de fabricación.
 - Condiciones operacionales durante el ensayo.
 - Condiciones de montaje de la máquina.
- **Fuente sonora de referencia**
 - Tipo, número de serie y fabricante.
 - Valores de calibración de potencia sonora usados en los cálculos.
 - Declaración de conformidad de la fuente sonora de referencia a la norma ISO 6926.
- **Entorno del ensayo**
 - Descripción de la sala de prueba utilizada, sus dimensiones, tratamiento superficial de las paredes, del cielo y del piso.
 - Esbozo de la sala de prueba mostrando la ubicación de la fuente sonora y los contenidos de la sala de prueba.
 - Temperatura del aire en grados centígrados, humedad relativa del ambiente en porcentaje y la presión barométrica en pascales.
- **Instrumentación**
 - Equipos usados para mediciones acústicas incluyendo el nombre, tipo, número de serie y fabricante.
 - Fecha y lugar de calibración del calibrador acústico y del sistema de instrumentación.
- **Información acústica**
 - Las posiciones y orientaciones de los micrófonos con respecto a la fuente sonora en estudio. Se puede incluir un esbozo si fuera necesario.
 - El promedio de niveles de presión acústica en cada banda de octavas, para la fuente sonora en estudio, para la fuente sonora de referencia y para el ruido ambiente, en cada posición de micrófono, en decibeles con referencia a 20 [μ Pa]
 - La potencia sonora calculada en cada banda de octavas para la fuente sonora en estudio, en decibeles, con referencia a 1 [pW].
 - La potencia acústica ajustada calculada para la fuente sonora en estudio, en decibeles, con referencia a 1 [pW].
 - Comentarios sobre la percepción subjetiva del ruido producido por la fuente sonora en estudio, como tonos discretos, el carácter impulsivo del sonido, el espectro acústico, variaciones en el tiempo, entre otros.

¹⁵⁶ ISO 3743-1, Tabla 4 A-weighting values, A,

- El lugar, la fecha del ensayo y la persona a cargo de su realización

5.2.2 ISO 3743-2

Conforme fue dicho anteriormente, la norma ISO 3743-2 permite determinar la potencia acústica de máquinas y fuentes móviles que sean ensayadas en salas especialmente diseñadas para ciertos valores de reverberancia de acuerdo a la frecuencia de interés.

En estas circunstancias, el nivel de potencia acústica es determinado exclusivamente por la ponderación de la potencia acústica medida en la respectiva posición de cada micrófono más que por la suma de los niveles de la octava banda. Esta manera directa de medición, elimina la necesidad de una fuente de referencia de ruido, aunque para esto se requiere el uso de la sala de ensayo de reverberancia.

Este tipo de ensayo se basa en la hipótesis que el nivel de presión de ruido promediado en el espacio y en el tiempo en la sala de ensayo puede ser usado para determinar la potencia acústica emitida por una fuente.

Del ruido a medir

Esta norma permite la medición de cualquier tipo de ruido dentro de ciertos rangos de frecuencia (sobre 200 [Hz]) definidos en máquinas y fuentes móviles. Sin embargo esta normativa no es aplicable a ruidos de impulsos aislados y únicos.

De la fuente sonora

Se pueden ensayar máquinas, sistemas, o componentes que produzcan ruidos desde que el tamaño de la sala de ensayo lo permita considerando que la fuente sonora a ensayar no debe sobrepasar el 1% del volumen de la sala. La sala más pequeña permitida es de 70 [m³] y la máquina a ensayarse en este espacio no debe pasar los 0,7 [m³]. Se recomienda no ensayar fuentes sonoras con frecuencias menores a 200 [Hz] ya que se dificulta en una sala tan pequeña.

De la sala de ensayo

La sala debe cumplir con un cierto tiempo nominal de reverberación. Para ello la norma en su Apéndice B entrega tres métodos para evaluar la idoneidad de una sala para ser usada en ensayos.

1. **Por tamaño:** el volumen mínimo de la sala debe ser 70 [m³]. Además, las dimensiones deben estar lo más cerca posible a alguno de los pares de relaciones que se muestran en la Tabla 90 para que se obtengan valores correctos de medición. Se recomienda no utilizar salas con relaciones cercanas a números enteros o fracciones sencillas.

l_y/l_x	l_z/l_x
0,83	0,47
0,83	0,65
0,79	0,63

Tabla 91: Relaciones recomendadas para dimensiones de una sala de prueba rectangular¹⁵⁷

l_y , l_x y l_z son largo, ancho y alto de la sala

¹⁵⁷ ISO 3743-2, Tabla B.1 Recommended room dimension ratios for rectangular rooms

2. **Por absorción de la sala:** En muchos casos es necesario adaptar una sala de paredes lisas sólidas para ser usada en un ensayo, ya que el tiempo de reverberación es muy alto en frecuencias altas y medias. Esto se puede remediar instalando paneles perforados con material absorbente al interior. Los fabricantes de materiales absorbentes cuentan con amplia información sobre la absorción acústica de sus productos. Para sonido de baja frecuencia, se recomienda utilizar paneles contruidos con marcos de madera cubiertos de cholguán (también llamado hardboard) y rellenos de lana mineral. Para este arreglo, la frecuencia que absorberá está dada por la ecuación $f = 60(l \cdot \rho_A)$ donde l es la distancia del cholguán a la pared o el ancho del panel en metros, y ρ_A es la densidad superficial del cholguán en $[\text{kg}/\text{m}^2]$. Los paneles no deberán ser mayores de $1,5 [\text{m}^2]$ cada uno y deben ser colocados de tal manera que las paredes y el cielo deberán tener un coeficiente de absorción menor a 0,06. A excepción del piso, las superficies no deben tener un coeficiente de absorción mayor a 1,5 veces y menor a 0,5 veces el promedio de coeficientes de absorción entre las paredes y el cielo. Los métodos para medir la absorción de una sala se describen en ISO 354.
3. **Por aislación acústica:** En la sala de ensayo debe verificarse que en la posición de cada micrófono el ruido ambiente sea al menos 4 [dB] e idealmente 10 [dB] menor que el ruido producido por la máquina. Se recomienda que la sala no tenga ventanas porque tienen baja pérdida de transmisión permitiendo que el ruido externo se acople a la sala. En el caso que se ensayen máquinas con bajo nivel de potencia acústica se recomienda utilizar una sala que tenga doble pared y doble cielo para aislarla del ruido exterior.

Se recomienda que sea mayor a $70 [\text{m}^3]$ si la banda de octavas de 125 [Hz] es de interés en el ensayo, mientras que si se busca estudiar la banda de octavas de 4 [kHz] u 8 [kHz], el volumen de la sala no debe sobrepasar los $300 [\text{m}^3]$.

El tiempo de reverberación varía con la frecuencia, y debe estar en el rango dado por las ecuaciones $T = 0,9 \cdot R \cdot T_{nom}^{158}$ y $T = 1,1 \cdot R \cdot T_{nom}^{159}$ donde T es el tiempo de reverberación a diferentes frecuencias, T_{nom} es el tiempo de reverberación nominal de la sala, y R se define según la siguiente ecuación:

$$R = 1 + \frac{257}{f \cdot V^{1/3}}$$

Donde:

f : Frecuencia en [Hz]

V : Volumen de la sala en $[\text{m}^3]$

Como la absorción de ruido en el aire depende de su temperatura y humedad, estos factores deben ser controlados a lo largo del ensayo, permitiéndose una variación máxima de $\pm 10\%$ en la ecuación siguiente:

$$r. h.: (\theta + 5^\circ\text{C})$$

¹⁵⁸ $T = 0,8 \cdot R \cdot T_{nom}$ para frecuencias sobre los 6,3 [kHz].

¹⁵⁹ $T = 1,2 \cdot R \cdot T_{nom}$ para frecuencias sobre los 6,3 [kHz].

Donde:

$r. h.$: Humedad relativa del aire en %

θ : Temperatura en grados celcius

Para evaluar la idoneidad de una sala para ser usada según esta norma, se deben seguir los pasos siguientes:

1. Obtener una fuente de sonido de referencia calibrada según se describe en ISO 3741, o ISO 6926 e ISO 3745.
2. Aplicar el procedimiento para la obtención de los niveles de potencia acústica detallados en esta norma a la fuente sonora de referencia, en la sala que se desea utilizar para las pruebas.
3. Para cada banda de octavas, calcular la diferencia entre lo medido y el valor conocido por calibración.
4. Comparar las diferencias calculadas con los valores permitidos, expuestos en la Tabla 91. Si las diferencias calculadas en el paso 3 no exceden las diferencias de la Tabla 91, la sala se puede usar para mediciones de ruido siguiendo esta norma.

Frecuencia central de bandas de octava [Hz]	Diferencia en nivel de potencia acústica [dB]
125	± 5
250 a 4.000	± 3
8.000	± 4

Tabla 92: Límite de diferencia de potencia acústica entre el valor medido y la conocida de calibración¹⁶⁰

De la instrumentación

Para la realización de este ensayo, se requiere un micrófono, un amplificador con ajuste acústico tipo A incorporado, un circuito de cuadratura y promedio, y un aparato para mostrar los datos medidos y un juego de filtros de banda, o un sistema integrado de medición de nivel acústico que reemplaza todo lo anterior. El medidor de nivel acústico debe cumplir normas IEC 651¹⁶¹ e IEC 60804. En la medida de lo posible, el micrófono debe actuar independiente del resto del equipo de medición y debe operar conectado al sistema de medición mediante un cable. Asimismo, el micrófono debe tener una respuesta en frecuencia plana para las frecuencias en estudio y el cable del micrófono no debe causar interferencia con el resto del sistema de medición. El amplificador con ajuste tipo A debe cumplir con IEC 60225, al igual que los filtros de banda.

El circuito de cuadratura y promedio, y el monitor de datos en tiempo real deben cuadrar y promediar la señal captada por el micrófono de forma análoga o digital. En un sistema análogo, el promediado continuo debe efectuarse sobre un tiempo mínimo de 0,5 [s], y hasta que el monitor indique una fluctuación de ± 5 [dB]. En un sistema digital el tiempo de integración debe ser al menos 1 [s]. El valor indicado debe estar dentro de 3 % del valor real.

¹⁶⁰ISO 3743-2, Tabla 2 Maximum permitted differences

¹⁶¹ ISO 651:1975 - Solid-stem calorimeter thermometers

La respuesta en frecuencia del sistema completo de toma de datos, medido según IEC 60651, debe estar dentro de las tolerancias expuestas en la misma norma y copiadas en la ISO 3743-2 en la tabla siguiente.

Frecuencia (Hz)	Tolerancia límite [dB]
100 a 4.000	± 1
5.000	± 1,5
6.300	+1,5/-2
8.000	+1,5/-3
10.000	+2/-4

Tabla 93: Tolerancia de IEC 60651 para instrumentación, por frecuencia¹⁶²

Utilizando un calibrador acústico con precisión de $\pm 0,3$ [dB] se debe verificar la calibración acústica del sistema completo de adquisición, en al menos una de las frecuencias de interés en ese ensayo en particular. La veracidad de dicho calibrador acústico debe ser verificada anualmente. Además, se ha de calibrar eléctricamente el sistema completo al menos una vez cada dos años.

De la instalación y operación de la fuente sonora

La fuente sonora en estudio debe ser instalada de la misma forma que estará en operación normal. Si la localización normal no se puede determinar, la fuente debe ir sobre el piso de la sala de pruebas con una distancia mínima de 1 [m] a la pared más cercana.

En muchos casos, la potencia acústica emitida por la fuente depende de la condiciones de montaje. Para mejor representar la realidad, se debe instalar la fuente en las mismas condiciones que se encontrará operando normalmente, incluyendo máquinas que se instalan en la pared o en el cielo, en cuyo caso se instalará en la pared o en el cielo de la sala de prueba. Si una condición típica no existe, o no es posible replicarla para el ensayo, se debe asegurar que el montaje de la máquina no interfiera en la emisión de ruido. Se deben tomar medidas para reducir el ruido propagado a la estructura de montaje.

Los equipos auxiliares necesarios para la operación de la máquina pueden propagar la energía acústica, por lo que deben, en la medida de lo posible, permanecer fuera de la sala de ensayo. Además se debe sacar de la sala todo objeto que pueda interferir con las mediciones.

Al igual que en el caso de la parte 1 de la presente norma, durante los ensayos se deben seguir las condiciones operacionales de cada máquina en estudio y de no existir se recomienda que estos se realicen bajo condiciones de operación normal. Para los equipos generadores el código de medición de ruido corresponde a la ISO 8528-10 cuya equivalencia corresponde a la AENOR: UNE 26513:2004.

En cualquiera de todos los casos, las condiciones que deben alcanzarse antes de comenzar cada medición son las siguientes:

- a) Máquina operando bajo una carga preestablecida,
- b) Máquina operando en plena carga,
- c) Máquina operando sin carga, en ralentí,
- d) Máquina operando en su punto de máxima generación de ruido que sea representativo del uso normal.

¹⁶² ISO 3743-2, Tabla 3, Relative tolerances for the instrumentation system

Las condiciones ambientales como temperatura, humedad relativa, entre otros, deben ser fijadas antes del ensayo y permanecer constantes en todo el transcurso del mismo.

De la realización del ensayo

El cálculo del nivel de potencia acústica de una fuente se basa en valores de mínimos cuadrados de la presión acústica en un tiempo definido. El ensayo puede hacerse con un micrófono puesto en varias posiciones o un arreglo de varios micrófonos.

El período de medición debe ser al menos 10 veces la constante de tiempo τ_A obtenido a partir de reflectogramas. Así, se promedian los datos obtenidos en este tiempo. Para instrumentación con suavizado RC se debe esperar al menos 5 veces la constante de tiempo del instrumento luego de alguna modificación como la posición de micrófono, para poder comenzar la medición con una señal estable. Si se usa integración sobre un periodo fijo de tiempo, la medición en cada posición de micrófono debe ser de 5 [s] en total. Si el micrófono se mueve por una trayectoria definida, la medición debe ser a lo menos 30 [s] para bandas de frecuencias centradas en frecuencias de hasta 160 [Hz]. Para mediciones de 200 [Hz] hacia arriba, el periodo de medición será al menos 10 [s].

La distancia mínima de un micrófono a la superficie de la sala de ensayo debe ser $\lambda/4$ y la mínima distancia entre dos posiciones del micrófono $\lambda/2$, donde λ es la longitud de onda correspondiente a la frecuencia central de la banda de octavas más baja que se mida. La distancia mínima del micrófono a la fuente sonora debe ser $d_{min} = 0,3 \cdot V^{1/3}$ donde V es el volumen de la sala en $[m^3]$.

Se debe medir el ruido en varias posiciones del micrófono, y en una o más posiciones de la fuente en estudio. La mínima cantidad de posiciones de la fuente en estudio en la sala de ensayo y mínimas posiciones del micrófono dependen de la frecuencia de interés y de la desviación estándar calculada de 6 mediciones hechas previas al ensayo. En general se toman 6 posiciones del micrófono y 1 posición de la fuente emisora. Si la desviación estándar del ruido en la sala es alta, dependiendo del rango de frecuencia en estudio, la norma puede llegar a pedir hasta 3 posiciones distintas de la fuente emisora para 6 posiciones de micrófono, o 2 posiciones de la fuente para 12 del micrófono.

Generalmente se recomienda utilizar el método de un micrófono moviéndose a velocidad constante por una trayectoria definida alrededor de la fuente en vez de las posiciones definidas. La trayectoria puede ser una línea, un arco, un círculo, o una figura geométrica. Si se hace un promediado continuo, la longitud mínima de la trayectoria en forma de arco será:

$$l = \frac{\lambda}{2} N_m$$

Si la medición se hace sobre un área rectangular o circular, se calcula el área como sigue:

$$A = \left(\frac{\lambda}{2}\right)^2 N_m$$

Donde en ambas ecuaciones anteriores:

l : Longitud de la trayectoria

A : Área de la figura geométrica formada por la trayectoria

λ : Longitud de onda correspondiente a la frecuencia central de la banda de octavas en estudio

N_m : Número de posiciones de micrófono según punto anterior

Para mediciones con ajuste tipo A se asume $\lambda = 3,5 [m]$.

La posición de la trayectoria en la sala de ensayo será la misma que la descrita para las posiciones discretas de micrófono.

La velocidad de traslación del micrófono en su trayectoria debe ser constante y debe ser tal que se obedezcan los tiempos descritos más arriba para el tiempo de medición.

Si se desea utilizar una matriz de micrófonos, estos deberán cumplir las exigencias de calidad de la instrumentación ya citada, y la cantidad y sus posiciones deben ser igual a las posiciones discretas de micrófono ya definidas.

Se deben corregir los niveles de presión medidos según lo que se expone en la Tabla 93 para el ruido ambiente. Si el nivel de presión acústica del ruido ambiente es menos que 4 [dB] menor al de la fuente sonora de referencia, o la fuente sonora en estudio, entonces las mediciones no serán reportadas a no ser que se especifique que no se cumplieron los requerimientos para el ruido ambiente.

Diferencia entre los niveles de presión acústica medidos con la fuente sonora en estudio emitiendo ruido y el ruido ambiente [dB]	Corrección a aplicar a las mediciones de niveles de presión acústica de la fuente en estudio para obtener el nivel de presión acústica de la fuente emisora sola [dB]
4	2
5	2
6	1
7	1
8	1
9	0,5
10	0,5
>10	0

Tabla 94: Corrección de niveles de presión acústica de fuente en estudio por ruido ambiente¹⁶³

Del cálculo de niveles de potencia acústica

La determinación de la potencia acústica, requiere calcular inicialmente el nivel de presión acústica promedio por banda de octavas medidas para luego calcular directamente la potencia acústica.

El cálculo del nivel de presión acústica promedio por banda de octavas medidas es definido por:

$$\overline{L_p} = 10 \cdot \log \left[\frac{1}{n} \cdot (10^{0,1 \cdot L_{p1}} + 10^{0,1 \cdot L_{p2}} + \dots + 10^{0,1 \cdot L_{pn}}) \right] dB$$

Donde:

L_{p1} : Nivel de banda de octava o medición con ajuste tipo A para la primera medición en [dB].

L_{pn} : Nivel de banda de octava o medición con ajuste tipo A para la n -ava medición en [dB].

n : Número de mediciones para la banda de octavas en cuestión o con ajuste tipo A

¹⁶³ ISO 3743-2, Tabla 5 Corrections for background sound pressure levels

A partir de $\overline{L_p}$ se puede obtener de manera directa el nivel de potencia acústica por banda de octavas o de la medición con ajuste tipo A de la fuente en estudio. Siendo así, L_W queda determinada como:

$$L_W = \overline{L_p} - 10 \cdot \log \frac{T_{nom}}{T_0} + 10 \cdot \log \frac{V}{V_0} - 13 [dB]$$

Donde:

T_{nom} : Tiempo nominal de reverberación de la sala

$T_0 = 1 [s]$

V : Volumen de la sala de pruebas

$V_0 = 1 [m^3]$

La norma en estudio propone un método comparativo para la determinación de los niveles de potencia por banda. Para esto, se coloca una fuente sonora de referencia en el centro de la sala a mínimo 1,5 [m] de cualquier pared. Luego se miden los niveles de presión acústica de la fuente de referencia con al menos 6 posiciones de micrófono, realizando correcciones por ruido ambiente si fuera necesario. Se calcula el nivel de presión acústica promedio por banda de octavas medidas L_{pr} siguiendo el procedimiento descrito al comienzo de este capítulo desde que se utiliza una fuente sonora de referencia. Para determinar el nivel de potencia acústica de la fuente en estudio L_{We} , se suma los niveles de presión acústica de la fuente en estudio L_{pe} con la diferencia entre el nivel de potencia acústica de la fuente de referencia L_{Wr} y el promedio por banda de octavas medidas L_{pr} de la fuente de referencia como sigue:

$$L_{We} = L_{pe} + (L_{Wr} - L_{pr})$$

De los resultados que se deben reportar

La información que se debe reportar al concluir toda medición hecha con esta norma es la que sigue:

- **Fuente sonora en estudio**
 - Tipo, información técnica, dimensiones, fabricante, número de serie, año de fabricación
 - Condiciones operacionales durante el ensayo
 - Condiciones de montaje de la máquina
 - Ubicación(es) de la fuente emisora en estudio dentro de la sala de pruebas
 - Si la máquina en estudio tiene varias fuentes de ruido, describir cada fuente en operación durante las mediciones
- **Entorno del ensayo**
 - Descripción de la sala de prueba utilizada, sus dimensiones, tratamiento superficial de las paredes, del cielo y del piso
 - Esbozo de la sala de prueba mostrando la ubicación de la fuente sonora y los contenidos de la sala de prueba
 - Características acústicas de la sala
 - Temperatura del aire en grados centígrados, humedad relativa del ambiente en porcentaje y la presión barométrica en pascales
- **Instrumentación**

- Equipos usados para mediciones acústicas incluyendo el nombre, tipo, número de serie y fabricante
- Ancho de banda de analizador de frecuencia
- Respuesta en frecuencia del sistema de medición
- Método, fecha y lugar de calibración de los micrófonos
- Calibración de la fuente sonora de referencia
- **Información acústica**
 - Las posiciones y orientaciones de la trayectoria del micrófono, o de las posiciones de medición utilizadas, incluir un esbozo explicativo si fuera necesario
 - Las correcciones, si las hubiera, en [dB] aplicadas en cada banda de frecuencia del micrófono, a la respuesta en frecuencia del filtro pasa banda, por ruido ambiente entre otros.
 - La potencia sonora calculada en cada banda de octavas para la fuente sonora en estudio y el nivel de potencia sonora ajustada tipo A en decibeles, con referencia a 1 [pW].
 - Los niveles de potencia sonora corregidos y tabulados o graficados con precisión de 0,5 [dB].
 - La fecha y hora del ensayo
 - Comentarios sobre la percepción subjetiva del ruido producido por la fuente sonora en estudio, como tonos discretos, el carácter impulsivo del sonido, el espectro acústico, variaciones en el tiempo entre otros.

5.2.3 ISO 3744

La norma ISO 3744¹⁶⁴ establece la medición de los niveles de potencia acústica para máquinas, sistemas, equipos y/o subcomponentes. En este caso, los ensayos son denominados de campo sobre una superficie proyectada donde puede, o no, haber paredes externas. En estas circunstancias, la normativa no establece una sala controlada como la ISO 3743. No obstante lo anterior, dada las características del ensayo en la ISO 3744 y en el caso exclusivo de que existan paredes en el entorno, las mediciones deben corregirse para la determinación de la potencia acústica de acuerdo al Anexo A presentado como "ISO 3744 Anexo A" en el presente documento.

El nivel de exactitud de la ISO 3744, por las condiciones de medición, se establece como exactitud de ingeniería grado 2, esto, según es definida en la ISO 2204¹⁶⁵. En la práctica, el valor de la potencia acústica determinada corresponde a una desviación de la potencia acústica de 1,5 [dB] para la octava banda de 1 [kHz]. Para mediciones de mayor precisión deben consultarse otras normas tales como la ISO 3741, 3742 y 3745 que son denominadas de precisión (grado 1). Asimismo, para exactitudes de grado 3 se debe consultar, la ISO 3746. Las diferencias básicas corresponden al lugar y/o condiciones de medición.

Una descripción de las características y limitaciones impuestas en la presente normativa son las siguientes:

¹⁶⁴ ISO 3744: Determinación de niveles de potencia acústica, método de precisión ingenieril para mediciones de campo libre sobre un plano reflejante

¹⁶⁵ ISO 2204 - Acoustics - Guide to International Standards on the measurement of airborne acoustical noise and evaluation of its effects on human beings.

Del tipo de ruido a medir

El método descrito en esta norma permite la medición de ruido fluctuante con la excepción de impulsos puntuales de ruido e impulsos repetitivos de frecuencia menor a 10 [Hz]. Además el largo, ancho y alto de la máquina o sistema a ensayar no debe sobrepasar los 15 [m].

Del ambiente de ensayo

La frase “campo libre sobre un plano reflectante” se refiere a que la medición se hace en un espacio abierto o en uno donde solo existan paredes y que de ninguna manera existan elementos o artefactos en el contorno al elemento de ensayo que puedan reflejar el sonido. En el caso que no sea posible contar con un espacio despejado, sin paredes, para hacer el ensayo, la norma permite ajustar los datos de acuerdo al Anexo A y descrito en el presente documento.

En relación al denominado plano reflectante, este, se refiere al piso que refleja el sonido para que este se propague hacia el entorno.

De acuerdo a lo anterior, se recomienda por razones de precisión realizar los ensayos en campo libre sin paredes en el entorno.

Los siguientes constituyen un buen lugar de ensayo:

- a) Un laboratorio con condiciones de campo libre sobre una superficie reflectante
- b) Un espacio abierto al exterior con piso horizontal y plano suficientemente grande.
- c) Un lugar interior donde la reflexión sonora de las paredes no tenga un efecto significativo sobre la medición de ruido directo de la fuente en estudio.

En general las condiciones descritas en c) se satisfacen en lugares interiores de gran tamaño, o donde las paredes y el cielo tengan suficiente material de absorción acústica.

Del ruido ambiental

En las posiciones de los micrófonos, el ruido ambiental debe estar al menos de 6 [dB] por debajo del ruido medido. Idealmente el ruido ambiente debe estar más de 10 [dB] por debajo del ruido medido de la máquina en estudio. Se debe tener cuidado también con el viento, siguiendo las instrucciones del fabricante del micrófono en cada caso.

De la instrumentación

Se requiere el uso de micrófonos de condensador o micrófonos de igual precisión, estabilidad y con respuesta en frecuencia plana. Es importante notar que el equipamiento a utilizar debe ser estable en las temperaturas que se ha de ensayar la máquina.

Las mediciones se harán con un sistema de ajuste de decibeles a [dB(A)] en línea que debe cumplir con los requerimientos de la norma IEC 60651 y con filtros frecuenciales que cumplan con IEC 225. Las frecuencias centrales corresponden a las dictadas por ISO 226¹⁶⁶.

Para cada medición, se debe calibrar el sistema de adquisición completo con un calibrador acústico de precisión $\pm 0,5$ [dB]. Este calibrador debe ser a su vez calibrado al menos una vez al año. Además se hará una calibración eléctrica y acústica general del sistema completo al menos una vez cada 2 años.

¹⁶⁶ ISO 226:2003 - Acoustics - Normal equal-loudness-level contours.

De la instalación de la fuente sonora

La norma recomienda un procedimiento general para montar la fuente sonora a ensayar, pero recomienda seguir las directivas expuestas en el código de ensayo respectivo para la máquina en cuestión.

En general, se debe instalar la máquina de la misma forma en que ha de operar. Si esto no es posible, se deben hacer arreglos de tal forma de poder instalarse. La máquina debe colocarse a suficiente distancia de los contornos de la sala de mediciones para que pueda establecerse la superficie de medición. Además se han de respetar las delineaciones detalladas en el parágrafo "ISO 3744 Anexo A" del presente documento.

Adicionalmente, se recomienda instalar la fuente sonora con algún método de aislación de vibraciones para evitar que ellas se propaguen y amplifiquen en el suelo del área de ensayo. Sin embargo, se pide no utilizar mucha aislación de la vibración si el equipo a ensayar no se encontrará en esas condiciones durante su operación normal.

En la medida de lo posible, todo equipamiento auxiliar requerido para la operación de la fuente sonora en estudio pero no parte de ella debe permanecer fuera del área de ensayo.

La operación de la máquina durante el ensayo debe seguir uno o más de las siguientes condiciones:

- a) Máquina operando bajo carga parcial definida previamente,
- b) Máquina operando a plena carga,
- c) Máquina operando en ralentí,
- d) Máquina operando en el modo que más emita ruido dentro del rango de operación normal,
- e) Máquina operando bajo condiciones simuladas de carga.

En relación a las condiciones ambientales no existen restricciones para realizar el ensayo. Sin embargo, es importante que estas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, entre otras) permanezcan constantes en todo el transcurso del ensayo.

De la medición de ruido

Se establece un paralelepípedo imaginario alrededor de la máquina en estudio, llamada la superficie de referencia. Esta superficie se define como el paralelepípedo más pequeño que encierre las partes de la máquina que tengan participación significativa en la generación de ruido. Además, se establece la superficie de medición, la cual sirve para la localización de los micrófonos. La superficie de medición se define como una superficie de área S que encierra la fuente sonora y su superficie de referencia. Para esto el área de superficie de medición es:

$$S = 2\pi r^2$$

En la Figura 30 se observan los ejes de referencia que sirven para localizar la fuente sonora, la superficie de referencia y la superficie de medición. Su origen se encuentra en el plano reflectante, sus ejes x e y apuntan al largo de la máquina y a su ancho respectivamente y el eje z apunta hacia arriba pasando por el centro geométrico de la superficie de referencia. Las distancias a los micrófonos están definidas por estos ejes de referencia.

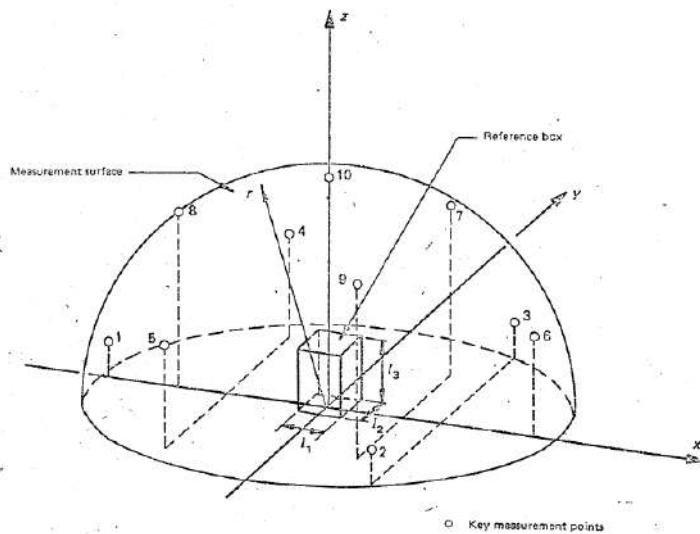


Figura 34: Locación de fuente sonora, superficie de referencia y superficie de medición hemisférica¹⁶⁷

De la superficie de medición

Para el tamaño de la superficie de medición se utiliza la distancia característica d_o que se define según la siguiente ecuación, donde l_1 , l_2 y l_3 son: largo, ancho y alto de la superficie de referencia respectivamente, y representan la distancia del origen del sistema de coordenadas, a uno de sus vértices superiores.

$$d_o = \sqrt{(0,5 \cdot l_1)^2 + (0,5 \cdot l_2)^2 + l_3^2}$$

Existen tres posibles superficies de medición:

- a) **Hemisférica:** Una superficie hemisférica de radio r en torno al origen de los ejes de referencia (ver Figura 30). Esta superficie de medición es la más recomendada por la norma, y debe ser usada en la medida que el ambiente de medición lo permita.

Se define la superficie hemisférica con su centro en el centro geométrico de la superficie de referencia proyectado al plano reflectante, y radio r al menos el doble de la longitud característica d_o , o si es mayor, al menos 4 veces la distancia del centro geométrico de la fuente al plano reflectante. El radio del hemisferio no será menor a 1 [m]. Se recomienda usar alguno de los siguientes radios: 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 o 16 [m].

Si las dimensiones de la superficie de referencia l_1 , l_2 y l_3 son menos que 1 [m], se recomienda utilizar superficie de medición hemisférica. Si una o más de estas medidas exceden 1 [m], pero la superficie de referencia se aproxima a un cubo, es decir la mayor dimensión sea menor que el doble de la menor dimensión, se recomienda la superficie hemisférica.

- b) **Paralelepípedo:** Paralelepípedo rectangular cuyos lados son paralelos a los de la superficie de referencia. Se definen sus dimensiones midiendo una distancia d desde las caras de la superficie de referencia. Para esto,

¹⁶⁷ ISO 3744, Figura 2 Hemispherical measurement surface

$$S = 4(ab + bc + ca)$$

Donde $a = 0,5l_1 + d$, $b = 0,5l_2 + d$ y $c = l_3 + d$ (l_1 , l_2 y l_3 son: largo, ancho y alto de la superficie de referencia).

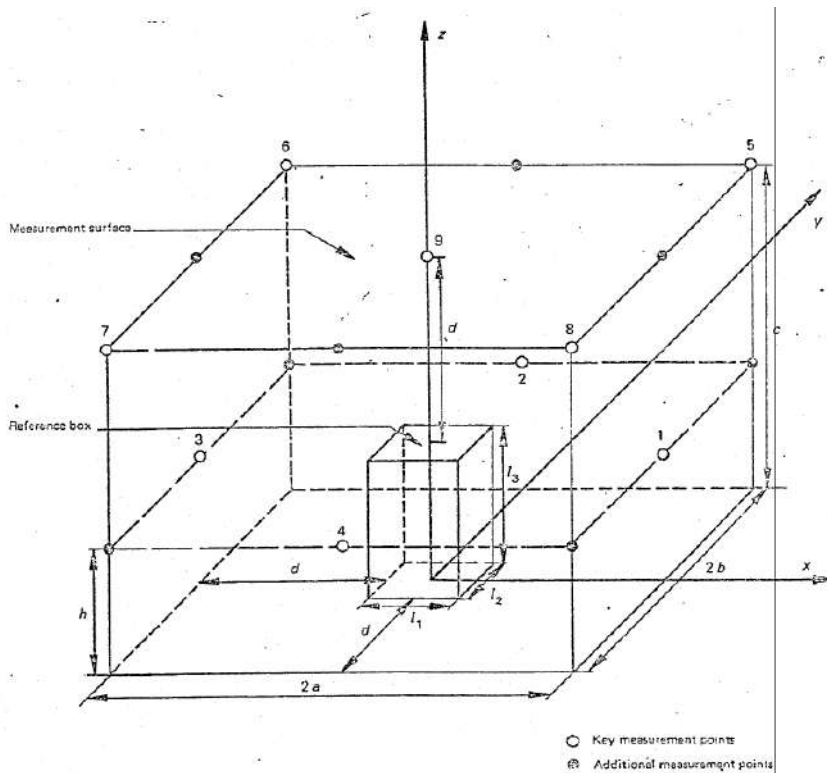


Figura 35: Superficie de medición de paralelepípedo con posición de micrófonos¹⁶⁸

Cuando no se elija una superficie de medición hemisférica, por restricciones espaciales en el lugar de ensayo, se debe escoger el paralelepípedo, o la superficie conforme para hacer las mediciones. Estas deben usarse cuando las dimensiones de la superficie de referencia exceden 1 [m] y la superficie no se aproxima a un cubo, según la definición del párrafo anterior.

El tamaño de la superficie de medición paralelepípeda y la superficie conforme se definen por una longitud d perpendicular a la superficie de referencia. Esta distancia debe ser al menos de 0,25 [m] y se recomienda tomar alguna de las siguientes: 0,25; 0,5; 1; 2; 4 u 8 [m]. La distancia recomendada es de 1 [m].

- c) **Superficie conforme:** Es una superficie similar a la anterior, pero sus vértices se cambian por secciones de cilindros y hemisferios. Se define como una superficie equidistante de la superficie de referencia por una distancia d . Cada punto en la superficie conforme es equidistante de la superficie de referencia. En la Figura 32 se aprecia esta superficie de medición y la ecuación gobernante es:

¹⁶⁸ ISO 3744, Figura 4 Microphone array on the paralelepiped

$$S = 4(ab + bc + ca) \cdot \frac{a + b + c}{a + b + c + 2d}$$

Donde $a = 0.5l_1 + d$, $b = 0.5l_2 + d$ y $c = l_3 + d$ (l_1 , l_2 y l_3 son: largo, ancho y alto de la superficie de referencia).

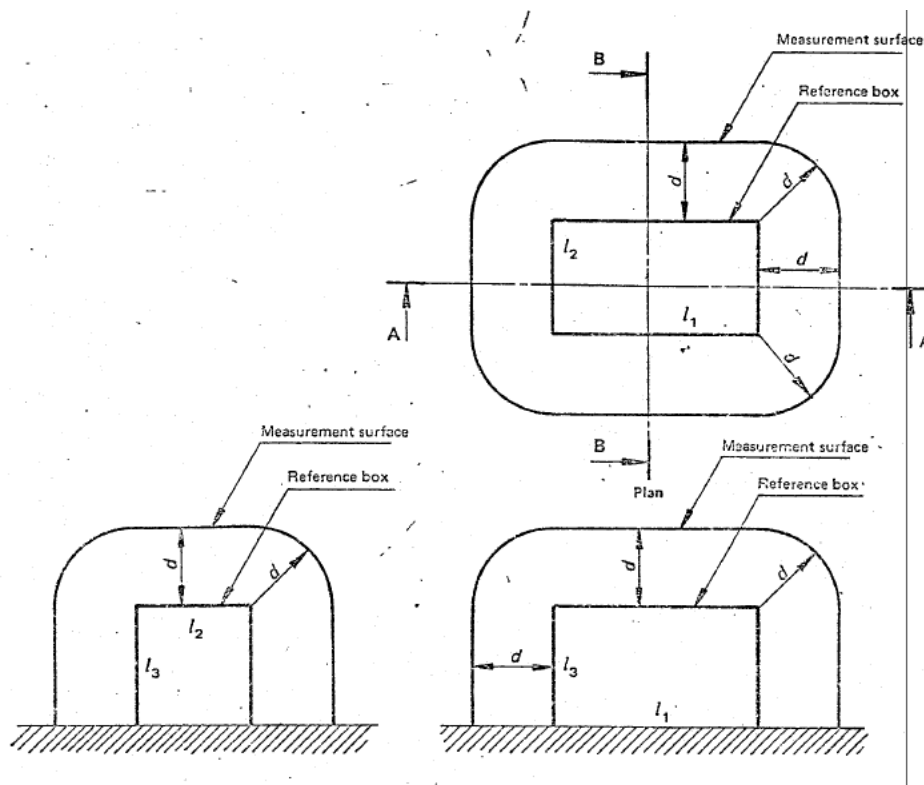


Figura 36: Superficie de medición conforme¹⁶⁹

Los criterios que gobiernan esta superficie de medición son los mismos que para el paralelepípedo.

Si se han de probar varias máquinas del mismo tipo, se recomienda utilizar la misma superficie de medición para cada ensayo.

De la localización de micrófonos

Se instalan los micrófonos en las coordenadas expuestas en las tablas siguientes, según el sistema de referencia establecido más arriba.

- a) **Superficie de medición hemisférica:** Se deben colocar 10 micrófonos en las coordenadas que se definen en la tabla a continuación.

¹⁶⁹ ISO 3744, Figura Conformal surface at a distance d from reference box

N°	$\frac{x}{r}$	$\frac{y}{r}$	$\frac{z}{r}$
1	0,16	-0,96	0,22
2	0,78	-0,60	0,20
3	0,78	0,55	0,31
4	0,16	0,90	0,41
5	-0,83	0,32	0,45
6	-0,83	-0,40	0,38
7	-0,26	-0,65	0,71
8	0,74	-0,07	0,67
9	-0,26	0,50	0,83
10	0,10	-0,10	0,99

Tabla 95: Coordenadas de micrófonos en superficie de medición hemisférica¹⁷⁰

También se pueden observar las posiciones de los micrófonos en la Figura 30.

- b) **Superficie de medición paralelepípeda:** Se deben colocar 10 micrófonos en las coordenadas que se definen en la tabla a continuación.

N°	x	y	z
1	a	0	h
2	0	b	h
3	$-a$	0	h
4	0	$-b$	h
5	a	b	c
6	$-a$	b	c
7	$-a$	$-b$	c
8	a	$-b$	c
9	0	0	c

Tabla 96: Coordenadas de micrófonos en superficie de medición paralelepípedo¹⁷¹

Donde:

$$a = 0,5 \cdot l_1 + d$$

$$b = 0,5 \cdot l_2 + d$$

$$c = l_3 + d$$

$$h = 0,5 \cdot c$$

l_1 , l_2 y l_3 son: largo, ancho y alto de la superficie de referencia.

La Figura 31 expresa las posiciones de los 9 micrófonos que han de usarse con esta superficie de medición.

¹⁷⁰ ISO 3744, Tabla 4 Co-ordinates of microphone array for pure sound

¹⁷¹ ISO 3744, Tabla 6 Co-ordinates of key measurement points

- c) **Superficie conforme de medición:** Al usar esta superficie de medición, se debe medir el ruido utilizando 8 micrófonos, puestos como se indican los puntos blancos en la figura siguiente.

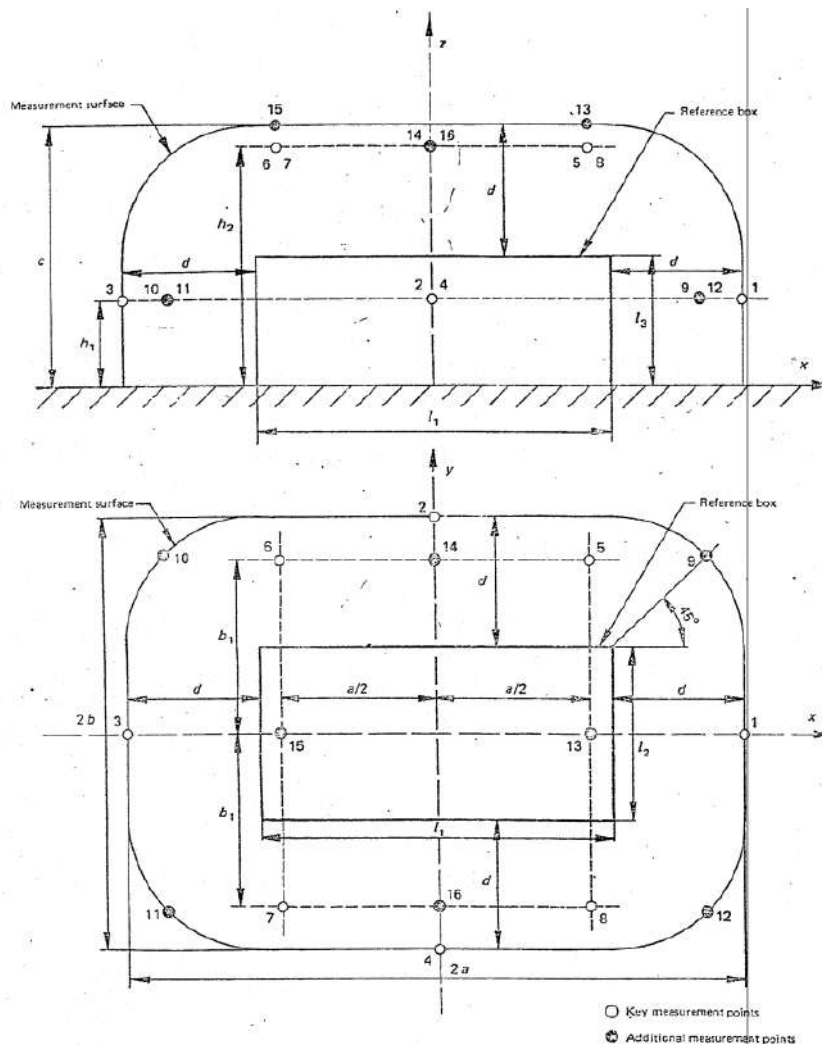


Figura 37: Colocación de micrófonos en la superficie conforme de medición¹⁷²

Las letras a , b , c y h se definen de la misma forma que en la superficie paralelepípeda.

De la toma de datos

Los micrófonos deben estar orientados en la misma dirección al sonido como fueron calibrados. Se deben obtener del ensayo los niveles de presión sonora de la fuente en estudio con ajuste tipo A, y los niveles de presión sonora del ruido ambiente con ajuste tipo A. Para las frecuencias de 160 [Hz] e inferiores se tomará al menos 30 [s] de medición. Para las frecuencias de 200 [Hz] y superior, se tomará al menos 10 [s] de medición.

¹⁷² ISO 3744, Figura 6

Se deben ajustar los niveles de presión sonora obtenidos de la fuente en estudio, según la diferencia entre los niveles de presión sonora de la fuente y del ambiente. En la Tabla 96 la columna izquierda expresa la diferencia entre niveles de presión sonora de la fuente y del ambiente, y la columna derecha entrega para cada diferencia de niveles de presión sonora, la cantidad de [dB] que se debe sustraer al ruido medido de la fuente en estudio para ajustarla. Se observa que cuando hay menor que 6 [dB] de diferencia en los niveles de presión sonora entre la fuente y el ambiente, la medición es inválida. Por otro lado, si la diferencia es más de 10 [dB], no se debe ajustar la medición de ruido.

Diferencia entre los niveles de presión acústica medidos con la fuente sonora en estudio emitiendo ruido y el ruido ambiente solo (dB)	Corrección que se ha de aplicar a las mediciones de niveles de presión acústica de la fuente en estudio para obtener el nivel de presión acústica de la fuente emisora sola (dB)
<6	medición inválida
6	1,0
7	1,0
8	1,0
9	0,5
10	0,5
>10	0,5

Tabla 97: Ajuste de resultados según diferencia de niveles de presión sonora de la fuente en estudio y el ambiente¹⁷³

Del procesamiento de resultados

Cálculo del nivel de presión sonora promedio en la superficie de medición

Se calcula el promedio de los niveles de presión sonora en toda la superficie de medición según la ecuación que sigue:

$$\overline{L_{pm}} = 10 \cdot \log \left[\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{pi}} \right]$$

Dónde:

$\overline{L_{pm}}$: Promedio de niveles de presión sonora en la superficie de medición en [dB]

L_{pi} : Nivel de presión sonora de la *i*-ésima medición en [dB]

N: Número total de mediciones

Cálculo del nivel de presión sonora en la superficie de medición

Este valor corresponde a la corrección del valor promedio a partir de las condiciones ambientales. Para esto,

$$\overline{L_{pf}} = \overline{L_{pm}} - K$$

¹⁷³ ISO 3744, Tabla 3 Corrections for background noise

Dónde $\overline{L_{pf}}$: es el nivel de presión sonora en la superficie de medición en [dB] y K el Factor de corrección por efectos del ambiente de medición de acuerdo a

$$K = 10 \log \left(1 + \frac{4}{A/S} \right)$$

Dónde:

S: Área de superficie de medición

A: Absorción acústica de la sala.

Cálculo del nivel de potencia acústica

Se calcula como sigue:

$$L_W = \overline{L_{pf}} + 10 \log \frac{S}{S_0}$$

Dónde:

L_W : Nivel de potencia acústica de la fuente sonora en estudio en [dB]

$\overline{L_{pf}}$: Nivel de presión sonora en la superficie de medición en [dB]

S: Área de la superficie de medición en [m²]

$S_0 = 1 [m^2]$

Del informe de resultados

Concluido el ensayo, el informe debe contener la siguiente información, donde aplique.

1. Fuente sonora en estudio
 - a. Descripción de la fuente sonora, incluyendo las dimensiones de la superficie de referencia.
 - b. Condiciones de operación.
 - c. Condiciones de montaje.
 - d. Localización de la fuente emisora en el lugar de prueba.
 - e. Descripción de las diferentes fuentes de ruido, si la máquina a ensayar poseyera más de una.
2. Ambiente
 - a. Descripción del ambiente de ensayo. Si se hizo al interior, describir terminación de paredes, suelo y cielo, un esbozo de la pieza con la localización de la fuente en estudio y otros objetos en la sala. Si se hizo al exterior, describir el ambiente circundante y un esbozo detallando la localización de la fuente en estudio respecto al terreno alrededor.
 - b. Calificación del ambiente de ensayo según anexo A de la norma.
 - c. Temperatura del aire en °C, presión atmosférica en [Pa] y humedad relativa del ambiente.
 - d. Velocidad y dirección del viento.
 - e. Potencia acústica de la fuente de referencia, si se usó.
3. Instrumentación
 - a. Marca, modelo y número de serie de cada instrumento usado.
 - b. Ancho de banda del analizador de frecuencia.
 - c. Respuesta en frecuencia del sistema de instrumentación.

- d. Método, fecha y lugar de calibración de la instrumentación.
 - e. Características de la pantalla de viento, si se usó.
4. Información acústica
- a. La forma y el tamaño de la superficie de medición, junto con la localización y orientación de los micrófonos.
 - b. El área de la superficie de medición.
 - c. Las correcciones aplicadas a los micrófonos en las distintas bandas de frecuencias, si las hubiera. Respuesta en frecuencia del filtro de pasa banda, ruido ambiente, entre otros.
 - d. El factor de corrección ambiental K .
 - e. Nivel de presión sonora en la superficie de medición L_{pf} en decibeles, en forma de decibeles ajustados ([dB(A)]) y en decibeles para cada banda de frecuencia.
 - f. Nivel de potencia acústica L_W ajustado tipo A, en decibeles.
 - g. Comentarios sobre la percepción subjetiva del ruido, si hubo tonos discretos, el carácter del sonido, si impulsivo o constante, entre otros.
 - h. Diferencia entre el nivel de presión acústica ajustado tipo I y ajustado tipo S, si se hubieran tomado.
 - i. Fecha y hora en que se tomaron las mediciones.

ISO 3744 Anexo A

En términos generales, el Anexo A de la norma ISO 3744 establece la determinación del factor de corrección (K) que se deben hacer para condiciones de ensayo de campo libre donde existan paredes.

Nominalmente, se debe usar un espacio libre sobre una superficie reflectante para hacer las mediciones según esta norma donde conceptualmente el ambiente externo sea una sala anecoica (sala diseñada para absorber en su totalidad las reflexiones producidas por ondas acústicas o electromagnéticas). Alternativamente, la sala debe ser suficientemente grande para que las reflexiones acústicas de las paredes no tengan efecto en las mediciones y libre de objetos que reflejen el sonido.

Para ensayos en espacios abiertos con piso sólido y plano de asfalto o losa de hormigón, sin objetos acústicamente reflectantes, cuyo diámetro exceda a 1/10 de su distancia a la fuente en estudio y a menos de tres veces la distancia de la fuente en estudio al micrófono más alejado, se considera el factor de corrección ambiental K como igual o menor a 0.5 [dB] y por lo tanto se considera despreciable. De igual manera, para salas anecoicas se puede despreciar el factor de corrección ambiental K .

En aquellos casos donde, por causa de las condiciones externas al ensayo, deba determinarse el factor de corrección ambiental K pueden utilizarse dos métodos: Método de comparación absoluta y método de reverberación. El primero utiliza una fuente sonora de referencia y es descrito en la sección 1 de este párrafo. El segundo, se utiliza cuando la fuente sonora en estudio no puede ser transportada o cuando es de tamaño muy grande de manera que el factor se obtiene mediante mediciones de tiempo de reverberación de acuerdo se describe en la sección 2 de este párrafo.

En términos generales, dada una superficie de medición S y una absorción de sonido de la sala A , la razón A/S indica la idoneidad del ambiente que se desea usar para las mediciones de acuerdo se muestra en la siguiente tabla.

$\frac{A}{S} > 10$	No se necesita corrección ambiental, $K = 0$
$10 > \frac{A}{S} \geq 6$	Se debe corregir por factores ambientales, K se determina según los métodos expuestos en este anexo. Generalmente $K = 2$ [dB].
$\frac{A}{S} < 6$	En este caso $K > 2$ por lo tanto aumenta la incerteza de la medición. Se debe recurrir a una de las siguientes opciones: i) cambiar la superficie de medición ii) cambiar el ambiente de medición iii) recurrir a ISO 3746 y efectuar mediciones de menor exigencia pero menor precisión

Tabla 98: Idoneidad del ambiente a usar para las mediciones

1. Método de comparación absoluta para determinar factor de corrección ambiental

Utilizando esta misma norma, pero asumiendo el factor de corrección como $K = 0$, se mide el ruido producido por una fuente emisora de referencia que cumpla con ISO 6926. Luego por diferencia entre el nivel de potencia acústica medida y el nivel de potencia acústica conocida de la fuente de referencia, se obtiene el factor de corrección ambiental. Se puede utilizar el espacio escogido y la superficie de medición, si este método resulta en un factor de corrección ambiental igual o menor a 2 [dB]. Si este proceso entrega como resultado un factor de corrección mayor a 2 [dB], se debe utilizar otro ambiente de medición, o se debe cambiar la superficie de medición.

2. Método por tiempo de reverberación para determinar factor de corrección ambiental

Este método es aplicable a salas que sean aproximadamente cúbicas. El factor de corrección ambiental se obtiene de la siguiente ecuación:

$$K = 10 \log \left(1 + \frac{4}{A/S} \right)$$

Dónde:

K : Factor de corrección ambiental

S : Área de superficie de medición

A : Absorción acústica de la sala determinada según ISO/R 354¹⁷⁴

Para que las mediciones sean correctas según esta norma, la relación A/S debe ser superior a 6. Si es igual o menor a 6, se debe tomar una superficie de medición más pequeña, o introducir material absorbente en la sala para aumentar la absorción acústica. Si no se puede realizar ninguna de las alternativas anteriores, se debe usar otro ambiente para hacer las mediciones de ruido.

5.2.4 Costo de la infraestructura

El costo de la infraestructura para la realización de los ensayos relativos al ruido se muestra en la tabla siguiente.

¹⁷⁴ ISO/R 354 - Measurement of absorption coefficients in a reverberation room

Ítem	Descripción	Costos (\$)
Infraestructura física	Según ISO 3743-1, sala de paredes sólidas mínimo 40 m ³ (30 UF/m ²)	31.595.169
	Según ISO 3743 -2, sala con reverberancia, mínimo 70 m ³ y 40 veces el paralelepípedo más pequeño.	
Instrumentación	Micrófonos tipo 1 (IEC 60804) conforme a UNE-EN 61672-1:05; 60651:96; 60804:00. Total estimados 12 www.pce-instruments.com SC101	18.000.000 (1.500.00 cada uno)
	Fuente Sonora de referencia (IEC 6926) (Bruel and Kjaer – sound source type 4204)	9.943.350
Resumen costos		
Infraestructura física CLP\$		31.595.169
Instrumentos CLP\$		27.943.350

Tabla 99: Costos de instrumentos asociados a ensayos acústicos ISO 3743-1, 3743-2 y 3744

5.3 Análisis de capacidad de ensayo a nivel internacional

A continuación se presenta una recopilación de la capacidad de ensayo para aquellos países o conglomerados de países para los cuales se realizó el análisis regulatorio.

5.3.1 Alemania

Los organismos facultados para certificar el cumplimiento de la normativa para máquinas móviles no de carretera, son aquellos que son reconocidos por la Comunidad Europea.

5.3.2 Suiza

Del mismo modo que en el Caso de Alemania, la información de los organismos con competencias para certificar el cumplimiento de la normativa, se presenta en la descripción de la Comunidad Europea.

5.3.3 Estados Unidos

La EPA¹⁷⁵ indica que el **National Vehicle and Fuel Emission Laboratory (NVFEL)** ensaya una porción de todos los motores diésel de ciclo severo y pequeños motores de gasolina destinado a ser vendidos en Estados Unidos para confirmar el cumplimiento con las normas de emisiones de gases de la EPA, esto incluye a motores diésel fuera de carretera de potencia nominal igual o superior a 200 [HP] (149,14 [kW]) y motores no de carretera de gasolina de 30 [HP] (22,37 [kW]) y menores.

¹⁷⁵ Revisado online el 9 de septiembre de 2016, en <https://www.epa.gov/vehicle-and-fuel-emissions-testing/certification-and-compliance-testing-engines>

Complementariamente, En Estados Unidos se establece un cuerpo de acreditación compuestos principalmente por 4 instituciones, las que certifican laboratorios bajo la norma ISO 17025:2005¹⁷⁶, para que estos puedan emitir los certificados legalmente.

Las 4 instituciones responsables de certificar a los laboratorios son:

- American Association for Laboratory Accreditation (A2LA)
- American Society for Quality National Accreditation Board LLC (ANAB)
- American National Standards Institute (ANSI)
- International Accreditation Service (IAS).

Estas instituciones entregan información de los laboratorios que están acreditados para realizar la regulación de los estándares de **emisiones de gases y partículas** para motores de todo tipo. Los laboratorios que realizan ensayos a máquinas móviles no de carretera se muestran en la tabla siguiente:

Laboratorio acreditado	Norma asociada
Air Hygiene International, Inc.	40 CFR Part 60, Subpart JJJJ – Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines
Airtech Environmental Services, Inc.	40 CFR Part 60, Subpart JJJJ – Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines
	40 CFR Part 60, Subpart IIII – Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines.
Golden Speciality	40 CFR Part 60 – Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines
	40 CFR Part 75 – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)
Grace Consulting, Inc	California Air Resources Board (CARB) – California Code of Regulations (CCR)
Montrose Air Quality Services	40 CFR Part 60
	40 CFR Part 75 – Continuous Emissions Monitoring Systems (CEMS)
Pace Analytical Services, Inc	40 CFR Part 60 Subpart JJJJ – Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines
TRC Environmental Corporation	40 CFR Part 60, Subpart JJJJ – Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines
	40 CFR Part 60, Subpart IIII – Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines
Shiva Analyticals (India) Private¹⁷⁷	40 CFR (se especifica que cualquier estándar nacional u otro relevante como requerimiento)
Corry Rubber Corporation	Tier 1, 2 y 3 – 40 CFR
Eaton Technical Center	40 CFR Part 1068 – General Compliance Provisions for Highway, Stationary and Nonroad Programs
Intertek	40 CFR Part 60, Subpart JJJJ, Subpart IIII
	40 CFR Part 90
John Deere Electronic Solutions	40 CFR Part 1039 y 13 CCR 2423
Johnson Matthey Testing	Air Resources Board – CFR
	California Air Resources Board - CCR
Excel Engineering	40 CFR y CARB

Tabla 100: Capacidad de ensayo existente en Estados Unidos para motores no de carretera¹⁷⁸

¹⁷⁶ Norma ISO 17025:2005, visto online el 26 de septiembre de 2016, en <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso-iec:17025:ed-2:v1:es>.

¹⁷⁷ Corresponde a una sede en Estados Unidos de un laboratorio Indio.

¹⁷⁸ Revisado online entre el 20 y el 26 de septiembre de 2016, en <https://www.a2la.org/>, en <http://anab.org/> y en <http://www.ansi.org/>.

De la misma manera, las 4 instituciones certificadoras, entregan información acerca de los laboratorios que están facultados para realizar mediciones respecto del ruido. Los laboratorios acreditados emiten los certificados bajo la normativa estipulada en el título 29 del CFR y se presentan en la siguiente tabla:

Laboratorio acreditado	Norma asociada
National Technical Systems (NTS)	Ocupational Safety and Health Administration (OSHA) – 29 CFR 1910 (se especifica cualquier otro cuerpo regulatorio como requerimiento)
	ISO 3744:2010
ICS Laboratories	National Institute Occupational Safety and Health (NIOSH) – 29 CFR
Shiva Analyticals (India) Private	Ocupational Safety and Health Administration (OSHA) y National Institute Occupational Safety and Health (NIOSH) – 29 CFR (se especifica que cualquier estándar nacional u otro relevante como requerimiento)
UL Verification Services Inc.	Ocupational Safety and Health Administration (OSHA) – 29 CFR 1910
Alliance Calibration	Ocupational Safety and Health Administration (OSHA) – 29 CFR 1910

Tabla 101: Capacidad de ensayo existente en Estados Unidos para certificaciones sobre los estándares de ruido

5.3.4 Comunidad Europea

Como ya se mencionó, en el territorio de la Comunidad Europea se reconocen certificados emitidos por cualquiera de los estados miembros. La información de los organismos facultados para dar cuenta de que un equipo cumple con las disposiciones vigentes en lo relativo al **ruido** (Directiva 2000/14/CE) es entregada por la Comisión Europea¹⁷⁹ y se muestra en la tabla siguiente:

Organismo	Potencia nominal del motor (P) [kW]	País
TÜV SÜD Industrie Service GmbH	P < 400	Alemania
TÜV NORD CERT GmbH	P < 400	
TÜV Rheinland LGA Products GmbH	P < 400	
Deutsche Prüf- und Zertifizierungsstelle für Land- und Forsttechnik	P < 400	
VDE – Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH	P < 400	
SLG Prüf und Zertifizierungs GMBH	P < 400	
DGUV Test Prüf- und Zertifizierungsstelle Fachbereich Bauwesen der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung e.V. (DGUV)	P < 400	
PZT GmbH	P < 400	
Allgemeine Unfallversicherungsanstalt – Sicherheitstechnische Prüfstelle	P < 400	Austria
TÜV Austria Services GMBH	Sin especificar	
VINÇOTTE sa/nv	Sin especificar	Bélgica
Center for Testing and European Certification Ltd.	P < 400	Bulgaria
Technical Control Inspectorate-Plovdiv	P < 400	

¹⁷⁹ Revisado online el 9 de septiembre de 2016 en http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/nando/index.cfm?fuseaction=directive.notifiedbody&dir_id=25

Organismo	Potencia nominal del motor (P) [kW]	País
KONČAR-Institut za elektrotehniku d.d.	P < 400, P ≥ 400	Croacia
Delta Dansk Elektronik Lys Og Akustik	Sin especificar	Dinamarca
Akustiknet A/S	Sin especificar	
Technicky Skusobny Ustav Piestany S.P.	P < 400	Eslovaquia
Slovenian Institute Of Quality And Metrology – Siq	Sin especificar	Eslovenia
Natural Resources Institute Finland (Luke), Measurement And Standardization (Vakola)	P < 400	Finlandia
Laboratoire National De Métrologie Et d'Essais (LNE)	Sin especificar	Francia
Irstea	Sin especificar	
Centre Technique Des Industries Mécaniques (CETIM)	Sin especificar	
Dekra Certification B.V.	Sin especificar	Holanda
Aboma B.V.	Sin especificar	
Magyar Elektrotechnikai Ellenőrző Intézet Kft.	P < 400	Hungría
TÜV Rheinland Intercert Muszaki Felügyeleti És Tanúsító Korlátolt Felelősségű Társaság	P < 400	
Istituto Di Certificazione Europea Prodotti Industriali S.P.A.	Sin especificar	Italia
ICE Istituto Certificazione Europea S.P.A.	Sin especificar	
Italcert Srl	Sin especificar	
Eurofins Product Testing Italy S.R.L.	P ≥ 400	
Istituto Servizi Europei Tecnologici Srl	Sin especificar	
Eco Tech Engineering E Servizi Ambientali S.R.L.	Sin especificar	
Ente Certificazione Macchine Srl	Sin especificar	
Vericert Srl	P < 400	
State Limited Liability Company Certification And Testing Centre	P < 400	Letonia
Statybos Produkcijos Sertifikavimo Centras – Spsc	Sin especificar	Lituania
Societe Nationale De Certification Et D'homologation S.À.R.L. (Snch)	Sin especificar	Luxemburgo
Urzad Dozoru Technicznego	P < 400	Polonia
Centralny Instytut Ochrony Pracy – Panstwowy Instytut Badawczy (Ciop-Pib)	P < 400	
Instytut Mechanizacji Budownictwa I Gornictwa Skalnego	P < 400	
Instytut Zaawansowanych Technologii Wytwarzania	P < 400	
Instytut Technologiczno-Przyrodniczy	P < 400	

Organismo	Potencia nominal del motor (P) [kW]	País
Osrodek Badan, Atestacji I Certyfikacji Obac Sp. Z.O.O.	P < 400	
Lloyd's Register Verification Limited	Sin especificar	Reino Unido
Lloyd's Register Quality Assurance Ltd (0088)	P < 400	
Intertek Testing; Certification Ltd	P < 400	
Horiba Mira Limited	P < 400	
Element Materials Technology Warwick Ltd	P < 400	
Av Technology Ltd	P < 400	
Sound Research Laboratories (A Trading Name Of SRL Technical Services Ltd)	P < 400	
Elektrotechnický Zkušební Ústav, S.P.	P < 400	República Checa
Strojirensky Zkusebni Ustav S.P.	P < 400	
Statni Zkusebna Zemedelskych Potravinarskych A Lesnickych Stroju, Akciova	Sin especificar	
Tüv Süd Czech S. R. O.	P < 400	
Technicky A Zkusebni Ustav Stavebni Praha S.P.	Sin especificar	
Institutul National de Cercetare-Dezvoltare pentru Masini si Instalatii destinate Agriculturii si Industriei Alimentare	Sin especificar	Rumania
Smp – Svensk Maskinprovning Ab	P < 400	Suecia
Dtc Dynamic Test Center Ag	P < 400 P ≥ 400	Suiza (MRA)

Tabla 102: Organismos con facultad de emitir certificados de cumplimiento de la Directiva 2000/14/CE, Comunidad Europea

Respecto a los organismos de certificación de cumplimiento con las **emisiones de gases y partículas** contaminantes al aire, la Comisión Europea publica un listado de **autoridades de homologación**, las que se definen como una *autoridad competente o responsable de todos los aspectos de la homologación de un motor o una familia de motores para la concesión y retirada de certificados de homologación, para servir como punto de contacto con las autoridades de homologación de los demás Estados miembros, y de verificar la conformidad del fabricante de los acuerdos de producción.*

Las autoridades de homologación para máquinas móviles no de carretera en el espacio comunitario son los que se muestran en la tabla siguiente.

Organismo	País
Kraftfahrt-Bundesamt	Alemania
Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, Abteilung Schifffahrt, Dezernat Technische schiffssicherheit	
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie	Austria
Bundesprüfanstalt für Kraftfahrzeuge	
Service public fédéral Mobilité et Transports, Direction générale Mobilité et Sécurité Routière	Bélgica
AIB-VINCOTTE International	
Technical Control Inspectorate (TCI)	Bulgaria
Ministry of Communications & Works, Department of Road Transport	Chipre
Department of Electrical and Mechanical Services	
Ministerstvo dopravy (Ministry of Transport), Vehicle Approval and legislation	República

Organismo	País
Department	Checa
Danish Ministry of Environment, Environment Protection Agency	Dinamarca
Ministry of Transport, Posts and Telecommunications	Eslovaquia
Ministry of Transport, Directorate for Roads	Eslovenia
Ministerio de Industria Turismo y Comercio, Subdirección General de Calidad y Seguridad Industrial	España
Eesti Riiklik Autoregistrikeskus (Motor Vehicle Registration Centre)	Estonia
Vehicle Administration (AKE) (Para motores de compresión operados con ciclo de carga variable)	Finlandia
MTT, Agrifood Research Finland Measurement and Standardization (VAKOLA) (Para motores de chispa y compresión)	
DRIRE – Centre National de Reception des Vehicules	Francia
UTAC – Direction Technique	
Ministry of Transport & Communications	Grecia
RDW Vehicle Technology and Information Centre	Holanda
Közlekedési Főfelügyelet (General Inspectorate of Transport)	Hungría
National Standards Authority of Ireland (NSAI)	Irlanda
Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Dipartimento per i Trasporti Terrestri e per i Sistemi Informativi e Statistici, Direzione Generale della Motorizzazione e della Sicurezza del Trasporto Terrestre	Italia
Road Traffic Safety Directorate	Letonia
State Limited Liability Company “Certification and Testing Centre” Department of Conformity Assessment	
State Road Transport Inspectorate under the Ministry of Transport and Communications	
Société Nationale de Certification et d’Homologation (SNCH) s.à r.l.	Luxemburgo
Technical Regulations Division Malta Competition and Consumer Affairs Authority	Malta
Ministry of Infrastructure, Department for Road Transport	Polonia
Instytut Transportu Samochodowego (Institute for Road Transport)	
Ministério da Economia e da Inovação, Direcção-Geral das Actividades Económicas	Portugal
Vehicle Certification Agency (VCA)	Reino Unido
Master Test – Technical Service designated by the Ministry of Economy and Finance	Rumania
Svante Törnquist, Swedish Transport Agency, Road Traffic Department	Suecia

Tabla 103: Autoridades de homologación de máquinas móviles no de carretera, Comunidad Europea

5.3.5 China

En Regulations of the People’s Republic of China on Certification and Accreditation se establece que un laboratorio debe realizar un proceso de certificación de sus actividades antes de emitir certificados de productos que sean válidos para la autoridad nacional.

La autoridad que verifica el cumplimiento de los requerimientos para organismos acreditados (laboratorios, organismos de inspección o de acreditación) corresponde a China National Accreditation Service for Conformity Assessment (CNAS). Esta institución entrega información respecto de laboratorios acreditados para realizar los ensayos de una regulación determinada. Con esto, es posible identificar la capacidad de ensayo que existe en el país para distintos procedimientos, y los resultados de esto se muestran en la tabla siguiente.

Laboratorio acreditado	Equipo	Parámetro	Norma asociada
Test Center of China Automotive Engineering Research Institute Co, Ltda.	Pequeños motores a gasolina	Contaminantes	<p>GB 26133-2010 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from small spark ignition engines of non-road mobile machinery (I , II)</p> <p>13 CCR§ 2754 – Evaporative emission performance and design standards</p> <p>40CFR90 – Exhaust emissions form general small gasoline engine under running mode</p> <p>40CFR PART 1051 – U.S.A. federation rule of law Control of emissions from recreational engines and vehicles</p> <p>TP901 Small Off-Road Engine and Equipment Evaporative Emissions Test Procedure</p> <p>TP – 902 – Test procedure for determining diurnal evaporative emissions from small off-Road engines and equipment</p> <p>40CFR part 1065–Engine-testing procedures</p> <p>40CFR PART 1060 – Control of evaporative emissions from new and in use non-road and stationary equipment</p> <p>40CFR part 1054 – Control of emissions from new, small non-road spark-ignition engines and equipment</p> <p>40CFR PART 1048 – Control of emissions from new, large non-road spark-ignition engines</p> <p>DIRECTIVE 97/68/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 December 1997 on the approximation of the laws of the Member States relating to measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery</p> <p>DIRECTIVE 2002/88/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 9 December 2002 amending Directive 97/68/EC on the approximation of the laws of the Member States relating to measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery</p>
		Ruido	<p>GB 15739-1995 – Noise limitation of small gasoline engine</p> <p>GB/T 1859-2000 – Reciprocating internal combustion engines- Measurement of emitted airborne noise-Engineering method and survey method</p>

Laboratorio acreditado	Equipo	Parámetro	Norma asociada
	Motores de combustion interna	Contaminantes	GB 9486-1988 – Diesel engine–Exhaust smoke measurement method at steady state GB/T 8190.1~2-1999 – Reciprocating internal combustion engines-Exhaust emission measurement GB 20891-2007 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery (I , II)
		Ruido	GB/T 1859-2000 – Reciprocating internal combustion engines—Measurement of emitted airborne noise–Engineering method and survey method
Vehicle Products Testing Laboratory of Jilian University	Motores de combustion interna	Contaminantes	GB/T 8190.4-1999 – Measurement methods for exhaust from reciprocating internal combustion engine JB 8891-1999 – Limits for exhaust pollutants from medium and low power diesel engines GB 20891-2007 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery GB 20891-2014 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery (Solo China III) GB 9486-1988 – Measurement methods for stable work smoke from diesel engine GB 3847-2005 – Limits and measurement methods for exhaust visible pollutants from compression ignition engines (C.I.E.) and vehicles equipped with C.I.E. GB26133-2010 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from Small spark ignition engine
		Ruido	GB/T 1859-2000 – Reciprocating internal combustion engines—Measurement of emitted airborne noise–Engineering method and survey method GB 14097-1999 – Limits for noise from medium and low power diesel engine GB 15739-1995 – Limits for noise from small gasoline engine

Laboratorio acreditado	Equipo	Parámetro	Norma asociada
Agricultural Machinery Testing Center, Ministry of Agriculture of China	Motor de combustión interna	Contaminantes	<p>GB 20891:2007 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery (I, II)</p> <p>GB 20891:2014 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from diesel engines of non-road mobile machinery (III, IV)</p> <p>GB/T 8190.1:2010 – Reciprocating internal combustion engines–Exhaust emission measurement-Part 1:Test-bed measurement of gaseous and particulate exhaust emissions</p> <p>GB/T 8190.2:2011 – Reciprocating internal combustion engines–Exhaust emission measurement-Part 2:Measurement of gaseous and particulate exhaust emissions at site</p> <p>GB/T 8190.4:2010 – Reciprocating internal combustion engines–Exhaust emission measurement-Part4:Test cycles for different engine applications</p> <p>GB/T 8190.7:2003 – Reciprocating internal combustion engines–Exhaust emission measurement-Part7:Engine family determination</p> <p>GB/T 8190.8:2003 – Reciprocating internal combustion engines–Exhaust emission measurement –Part8:Engine group determination</p> <p>GB/T 9487:2008 – Diesel engines –Exhaust smoke measurement method at free acceleration</p> <p>GB 9486:1988 – Diesel engine-Exhaust smoke measurement method at steady state</p>
		Ruido	<p>GB/T 1859:2000 – Reciprocating internal combustion engines–Measurement of emitted airborne noise – Engineering method and survey method</p> <p>GB 14097:1999 – Noise limitations for medium and small power diesel engines</p>

Laboratorio acreditado	Equipo	Parámetro	Norma asociada
Tianjin Motorcycle Quality Supervision & Testing Institute	Motores pequeños de bencina	Contaminantes	<p>GB 26133-2010 – Limits and measurement methods for exhaust pollutants from small spark ignition engines of non-road mobile machinery (I, II)</p> <p>13 CCR§ 2754 – Evaporative emission performance and design standards</p> <p>40CFR90 – Exhaust emissions form general small gasoline engine under running mode</p> <p>40CFR PART 1051 – U.S.A. federation rule of law Control of emissions from recreational engines and vehicles</p> <p>TP901 Small Off-Road Engine and Equipment Evaporative Emissions Test Procedure</p> <p>TP – 902 – Test procedure for determining diurnal evaporative emissions from small off-Road engines and equipment</p> <p>40CFR PART 1065 – Engine-testing procedures</p> <p>40CFR PART 1060 – Control of evaporative emissions from new and in–use nonroad and stationary equipment</p> <p>40CFR PART 1054 – Control of emissions from new, small nonroad spark-ignition engines and equipment</p> <p>40CFR PART 1048 – Control of emissions from new, large nonroad spark-ignition engines</p> <p>DIRECTIVE 97/68/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 December 1997 on the approximation of the laws of the Member States relating to measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery</p> <p>DIRECTIVE 2002/88/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 9 December 2002 amending Directive 97/68/EC on the approximation of the laws of the Member States relating to measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery</p>
		Ruido	<p>GB 15739-1995 – Noise limitation of small gasoline engine</p> <p>GB/T 1859-2000 – Reciprocating internal combustion engines- Measurement of emitted airborne noise-Engineering method and survey method</p>

Laboratorio acreditado	Equipo	Parámetro	Norma asociada
Shandong Yongjia Power Co., Ltd. Laboratory	Pequeños motores bencineros	Contaminantes	GB 26133-2010 – Limits and measurement methods for exhaust from small spark ignition engines of non-road mobile machinery (The first and second stage in China) ¹⁸⁰
		Ruido	GB/T 1859-2000 – Reciprocating internal combustion engines- Measurement of emitted airborne noise-Engineering method and survey method ¹⁸¹

Tabla 104: Capacidad de ensayo existente en China para grupos electrógenos¹⁸²

¹⁸⁰ Acreditado para ensayos a motores con una potencia igual o inferior a 5,5 [kW] y velocidad menor o igual a 1.200 [rpm]

¹⁸¹ Acreditado solo para el "Método simple y fácil".

¹⁸² Revisado online entre el 5 y el 8 de septiembre, en <https://las.cnas.org.cn/LAS/publish/externalQueryL1En.jsp>

5.3.6 India

Las entidades con facultad para entregar certificados de aprobación de tipo y de conformidad de producción, están establecidos en la normativa, tanto para ruido como para emisiones:

Ruido:

- Asociación de Investigación Automotriz de la India (Automotive Research Association of India);
- Centro Internacional de Tecnología Automotriz (International Centre for Automotive Technology);
- Instituto de Investigación en Control de Fluidos (Fluid Control Research Institute);
- Casa Nacional de Ensayo (National Test House);
- Laboratorio Nacional Aeroespacial (National Aerospace Laboratory);
- Laboratorio de Ciencia y Tecnología Naval (Naval Science and Technology Laboratory).

Emisiones:

- Asociación de Investigación Automotriz de la India (Automotive Research Association of India);
- Centro Internacional de Tecnología Automotriz (International Centre for Automotive Technology);
- Corporación de Combustibles de India, Centro de Investigación y Desarrollo (Indian Oil Corporation, Research and Development Centre);
- Instituto Indio del Petróleo (Indian Institute of Petroleum, Dehradun);
- Establecimiento de Desarrollo e Investigación de Vehículos (Vehicle Research Development Establishment).

5.3.7 Inglaterra

Del mismo modo que en el Caso de Alemania, la información de los organismos con competencias para certificar el cumplimiento de la normativa, se presenta en la descripción de la Comunidad Europea.

5.3.8 Brasil

Dado que no existe la obligación de ensayar, no se reporta capacidad de ensayo.

5.4 Procedimiento de medición para la obtención de certificados de ruido a nivel internacional

El procedimiento de obtención de certificados de ruido ya existe en diversos países. A modo de ejemplo, se describe el procedimiento de certificación de ruido en grupos electrógenos a diesel para India¹⁸³.

¹⁸³ System & Procedure for compliance with noise limits for diesel generator sets (upto 1000 KVA), CPCB, 2008

- General
 - La determinación de los niveles de sonido de un grupo electrógeno debe ser realizada de acuerdo a ISO 8528 (parte 10), y cumplir con un grado de precisión de 2.
 - En el caso de que el material utilizado en el recinto de pruebas sea espuma o cualquier material inflamable, se debe entregar una prueba de inflamabilidad realizada por un laboratorio acreditado de acuerdo a IS:7888.
 - El grupo electrógeno debe estar completo y debe incluir a lo menos el motor, alternador, el sistema de inyección de aire, sistema de escape y refrigeración en el recinto acústico. El silenciador debe ser suministrado sin incluir una extensión con tuberías de escape. El extremo de la tubería de escape debe estar a 1 m de distancia del recinto.
- Procedimiento de medición
 - Encender el grupo electrógeno y ajustar la carga y velocidad del motor de acuerdo a ISO 8528 (parte 10)
 - Dejar trabajando el grupo electrógeno por 30 minutos a la carga nominal considerada anteriormente. Medir la diferencia entre la temperatura del aire dentro del recinto a 50 mm de la toma de aire de combustión, lejos de los puntos calientes y afuera del recinto. Dicha diferencia no debe superar los 7°C, mientras que la temperatura ambiental no debe ser menor a los 25°C.
 - Realizar la medición de contrapresión de escape a la carga nominal en la localización mencionada en IS:10000. La contrapresión no debe superar el requerimiento máximo de presión especificado por el fabricante del motor.
 - Si los requerimientos de temperatura y contrapresión no son alcanzados, discontinuar las pruebas.
 - Efectuar las mediciones de ruido de acuerdo a ISO 8528 (parte 10).
 - Calcular el nivel de presión acústica ponderada a partir del nivel de potencia acústica suponiendo un terreno libre a 1 metro por sobre el nivel del suelo.

6. Descripción del procedimiento de ensayo in situ para determinar emisiones de grupos electrógenos

Conforme fue discutido, la norma ISO /DIS 8178-1:2016 establece que los métodos de ensayos deben ser realizados en bancos de pruebas donde pueda establecerse una combinación de carga de motores y diferentes velocidades. No obstante, se reconoce que en casos limitados el motor puede ser ensayado en condiciones de campo de acuerdo con la norma ISO 8178-2:2008 y que esto sólo puede ocurrir con el acuerdo de las partes involucradas. Asimismo, se establece que en estas circunstancias, los datos obtenidos no necesariamente concuerdan con aquellos obtenidos en bancos de pruebas.

Específicamente, la norma ISO 8178-2:2008 se aplica cuando los motores alternativos de combustión interna utilizados en vehículos todo terreno, instalaciones marinas, grupos electrógenos, tracción ferroviaria diésel o aplicaciones similares deben ser medidos en condiciones de campo con el fin de determinar el cumplimiento de uso, o, cuando no sea posible tomar las mediciones en condiciones de banco de pruebas.

Este método se puede utilizar para determinar la conformidad o certificación de los motores nuevos, usados o reconstruidos en el sitio o para la prueba de conformidad en el uso de vehículos todo terreno. La confirmación de los resultados del banco de pruebas con respecto a la norma ISO 8178-4:2007 también se puede realizar dentro de la norma ISO 8178-2:2008.

Las mediciones de campo se llevarán a cabo sólo cuando uno o más de los siguientes requisitos y condiciones existan.

- a) Cuando la medición banco de pruebas para la homologación de tipo no es adecuada debido a que las condiciones del lugar no se pueden duplicar. Esta prueba es una sustitución de medida del banco de pruebas, por lo tanto, la prueba debe llevarse a cabo utilizando el ciclo de pruebas en la norma ISO 8178-4:2007. Ejemplos de esta situación son:
 - Ejemplo 1: Cuando el combustible real utilizado en el sitio no se puede utilizar debido a la disponibilidad o restricción del medio ambiente en la ubicación del banco de pruebas.
 - Ejemplo 2: Cuando las condiciones ambientales del banco de pruebas no son representativas de las condiciones del lugar, debido a la diferencia en altitud, la humedad o la temperatura del aire. En este caso, esta parte de la norma ISO 8178 es aplicable únicamente a los motores que pueden reproducirse en puntos de medición de campo especificado en la norma ISO 8178-4:2007, tales como motores marinos en las pruebas de mar, la instalación inicial de los motores de los generadores y locomotoras eléctricas diésel.
- b) Si se necesita la medición en el lugar para evaluar la contaminación actual y local. Esto, debe hacerse en condiciones reales o simuladas. El funcionamiento del motor bajo un ciclo de ensayo definido en la norma ISO 8178-4:2007 no siempre es posible, pero el procedimiento de prueba debe estar tan cerca como sea posible a ese procedimiento. Por lo tanto, los valores medidos en este caso no serán directamente comparables con los resultados del banco de pruebas porque los valores medidos son muy dependientes de los ciclos de prueba.

- c) Cuando se acuerde la medida de campo entre las partes involucradas. Los valores obtenidos representan sólo un motor específico y bajo condiciones específicas del sitio y no necesariamente representar los valores medios o típicos. Los valores medidos no se pueden comparar con los resultados del banco de pruebas en la mayoría de los casos, ya que los valores medidos son muy dependientes de los ciclos de prueba.
- d) Si se necesita la medición en el lugar para verificar la conformidad de los motores usados o reconstruidos respecto de un estándar.

Si la medición de campo no puede reproducirse exactamente con las mismas condiciones de operación que las condiciones de banco de pruebas, los valores de emisión no serán idénticos a los valores obtenidos en el banco de pruebas. Por lo tanto, métodos específicos deben estar disponibles para la determinación del cumplimiento. Tales métodos no están cubiertos por esta parte de la norma ISO 8178, pero están sujetos a la legislación respectiva o de acuerdo entre las partes.

6.1 Procedimiento de medición “in situ”

Como se ha discutido anteriormente, en la norma 8178-2:2008 se describen los métodos de medición y evaluación de las emisiones aplicables a grupos electrógenos. En términos generales, el procedimiento de medición in situ se compone del siguiente procedimiento:

- Equipo de medición y datos medidos
 - General: De acuerdo a los métodos descritos en ISO 8178-1:2006 para testeo en estado estacionario e ISO 8178-11:2006 para transiente
 - Torque y velocidad: De acuerdo a las condiciones típicas de operación
 - Flujo de gases de escape: De acuerdo a los métodos descritos en ISO 8178-1:2006
 - Precisión de los datos medidos: Desviaciones del punto de calibración nominal menores a un 4% en la lectura o 0,5% de la escala completa.
 - Determinación de los componentes gaseosos: De acuerdo a ISO 8178-1:2005
 - Determinación de las partículas: De acuerdo a ISO 8178-1:2006
- Calibración de los instrumentos analíticos: Desviaciones del punto de calibración nominal menores a un 4% en la lectura o 0,5% de la escala completa.
- Calibración del sistema de muestreo de partículas: Desviaciones del punto de calibración nominal menores a un 4% en la lectura
- Condiciones de funcionamiento
 - Ciclo de prueba: De ser posible, se deben utilizar los mismos puntos de medición que en ISO 8178-4. En caso de no ser posible, se debe acordar previamente entre las partes involucradas.
 - Preparación del motor: Se debe asegurar que el motor esté condicionado y bajo las recomendaciones del fabricante.
- Prueba de funcionamiento
 - Preparación de los filtros de muestreo (en caso de ser necesario)
 - Instalación de los equipos de medición

- Encendido del sistema de dilución y el motor
- Ajuste de la razón de dilución
- Determinación de los puntos de prueba (solo para las pruebas de estado estacionario)
- Verificación de los analizadores
- Secuencia de los analizadores
 - General: Operación de acuerdo a las condiciones del ciclo de prueba
 - Respuesta del analizador
 - Muestreo de particulado (en el caso de ser aplicable)
 - Condiciones del motor
- Re verificación de los analizadores
- Reporte de prueba
 - General: De acuerdo a ISO 8178-6
 - Reglas generales: Establecer claramente las condiciones y forma de medición, cálculos y correcciones
 - Equipo de medición: Registro del equipo de medición utilizado
 - Parámetros del motor: Descripción de los parámetros específicos del motor, especialmente referentes a la inyección y turbocompresor.
- Cálculo y evaluación de las emisiones
 - General: De acuerdo con las normas establecidas.

6.2 Ventajas y desventajas de ensayar in situ

El realizar ensayos in situ de emisiones en grupos electrógenos, tiene la **ventaja** evidente de **entregar datos precisos** respecto de las emisiones de partículas y gases contaminantes a la atmósfera, que entregan información en el mismo sitio de emplazamiento de las instalaciones, y que consideran las condiciones reales de operación de los equipos. Estos datos locales pueden aportar información muy relevante para el desarrollo de planes locales de prevención y descontaminación, o bien para la predicción de eventos críticos.

Complementariamente, el establecimiento de la obligatoriedad de ensayar in situ, genera un **incentivo para la realización de las mantenciones** adecuadas y necesarias para el correcto funcionamiento de los grupos electrógenos. Desde todo punto de vista esto resulta **ventajoso**, dado que la aplicación de una adecuada rutina de mantenciones, hace que el desempeño energético y la evacuación de contaminantes atmosféricos, se mantengan cercanos a las condiciones originales del producto, se mejora la seguridad operacional, y se reduce la posibilidad de presentar fallas.

Respecto de las **desventajas** de realizar ensayos in situ podría mencionarse el **costo de las mediciones**, que dado el tamaño reducido del mercado nacional, podría resultar prohibitivamente elevado, sobre todo a generadores ubicados en zonas aisladas, de baja densidad de generadores o

de difícil acceso. Complementariamente, en las normas ISO 8178 se establece que los **resultados** de los ensayos in situ **no resultan comparables** lo que no permitiría realizar comparaciones entre equipos, sobre todo si las condiciones ambientales del lugar de emplazamiento (humedad, temperatura, altitud, entre otras) son diversas.

Complementariamente, según el método de medición que se establezca como obligatorio en la normativa, el realizar los ensayos puede tener **altos costos iniciales**, los que incluyen el equipamiento de los laboratorios y la capacitación del capital humano para la realización de los ensayos. Este aspecto corresponde a una **desventaja** relativa, dado que depende del estándar seleccionado, y las capacidades de ensayo que presenten los interesados en realizar las pruebas en terreno.

6.3 Factibilidad de implementar ensayos in situ en Chile

Chile es un mercado pequeño, donde la cantidad de grupos electrógenos (de encendido de chispa y compresión) que ingresan al mercado no sobrepasa las 75.000 unidades por año, según información procesada desde las bases de datos de Aduanas, como se muestra en la Figura 34. En la misma se puede apreciar que se aprecia un crecimiento importante en la importación de GE que coincide con la crisis de suministro de gas natural de mediados de la década del 2000.

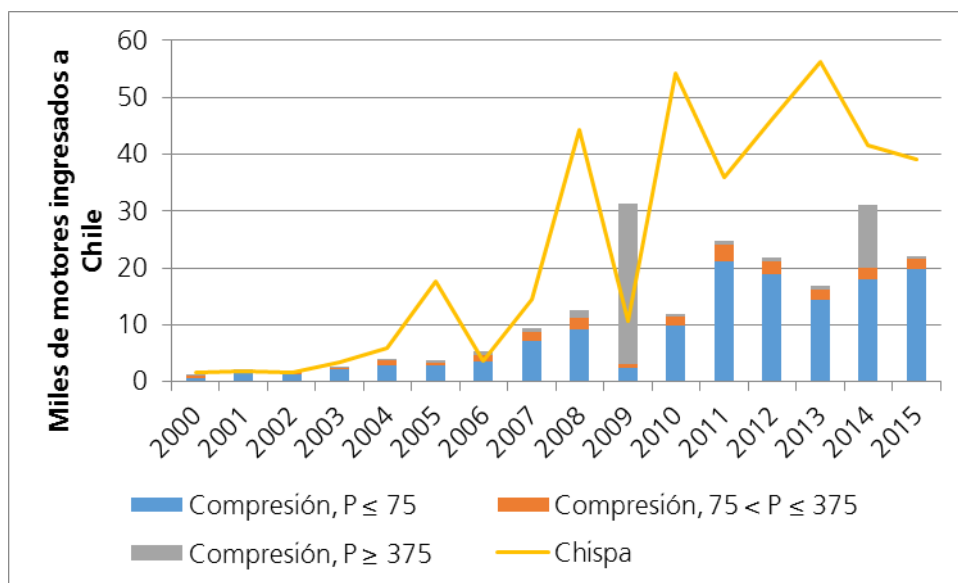


Figura 38: Grupos electrógenos ingresados a Chile según potencia en [kVA], elaboración propia en base a datos de Aduanas

Dado el reducido tamaño del mercado, la dispersión territorial de los grupos electrógenos, encontrándose algunos en lugares apartados, de difícil acceso, o de una baja densidad de equipos, el desarrollo de los ensayos puede resultar muy costoso, y por lo tanto, puede no haber el interés de parte de laboratorios para adquirir la implementación y competencias necesarias para realizar las pruebas.

Según el conocimiento del equipo consultor, se estima que la magnitud de la inversión para la implementación de estos laboratorios no resultan rentables dado el tamaño del mercado nacional. Es por esto que se presume que aun cuando existiese una imposición regulatoria para el desarrollo de ensayos en grupos electrógenos, no se conformaría una oferta en el mercado nacional.

El alto costo podría hacer que los ensayos demasiado costosos para algunos propietarios, lo que significaría que tendrían que decidir entre no cumplir con la normativa, o no adquirir este tipo de equipos.

7. Descripción de la cadena de comercialización de grupos electrógenos

En el mercado de GE se cuenta con fabricantes que a nivel internacional ofrecen GE o partes de los mismos. Estas empresas tienen presencia en Chile a través de representantes de sus marcas, distribuidores y arrendadores de equipos. Complementariamente, grandes consumidores, como por ejemplo empresas eléctricas, pueden importar directamente los GE que necesitan para el desarrollo de sus actividades. Por otro lado, existen empresas en Chile que importan partes y piezas de GE, los ensamblan en el país para luego venderlos o arrendarlos. Junto con lo anterior, estas mismas empresas u otras dedicadas a esa función, pueden ofrecer servicios como el diseño de proyectos, la instalación y/o la mantención de equipos.

Por otro lado, para que dichos equipos puedan ser comercializados, los grupos electrógenos tienen la obligatoriedad de certificación nacional de acuerdo al Capítulo IV del Decreto Supremo N° 298, de 2005, "Procedimiento general de certificación de productos". Para ello, deben contar con un Certificado de Aprobación emitido por un Organismo de Certificación que cuente con autorización SEC para certificar productos utilizando los Protocolos de Ensayos PC N° 115 (gasolina y diesel) y PE N° 115/2 (gas) según corresponda. El Certificado de Aprobación permitirá que los productos puedan contar con su respectivo Marcado SEC (Código QR), el cual es entregado por el Organismo de Certificación. Cada organismo de certificación **puede seleccionar el o los modelos para de certificación más adecuados a sus capacidades y orientaciones descritos en INN 100-611** de "Certificación de conformidad de certificación ISO/CASCO" y desarrollar los procedimientos correspondientes que deberán documentar para efectos de su acreditación. Para el caso de que un producto no pueda certificarse de acuerdo a alguno de los sistemas de certificación indicados en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 298, de 2005 por falta de Organismo de Certificación, la Superintendencia podrá autorizar, mediante resolución fundada, la comercialización de dicho producto. En el caso de ser un producto que cuente con certificados emitidos en el extranjero, podrá optar por el Sistema Especial de Certificación, presentando la documentación correspondiente.

Esta cadena de comercialización se muestra en la figura siguiente.

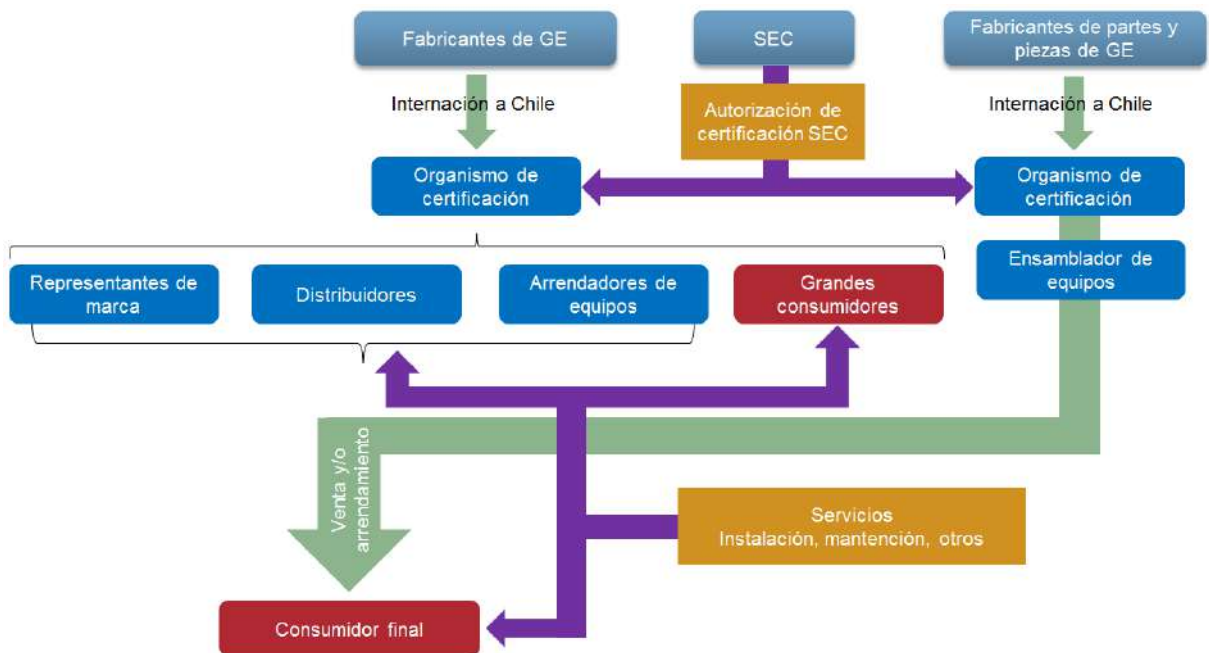


Figura 39: Esquema de la cadena de comercialización de GE

Para una primera aproximación de la caracterización del mercado, se cuenta con información del Servicio Nacional de Aduanas. La información de los equipos se encuentra bajo la partida Código de Arancel Nacional 85.02., que cuenta con las subdivisiones que se muestran en la Tabla 106.

85.02		Grupos electrógenos y convertidores rotativos eléctricos.
		- Grupos electrógenos con motor de émbolo (pistón) de encendido por compresión (motores diésel o semi-diésel):
8502.11		-- De potencia inferior o igual a 75 kVA:
8502.1110		--- De potencia inferior o igual a 15 kVA
8502.1120		--- De potencia superior a 15 kVA pero inferior o igual a 37,5 kVA
8502.1190		--- Los demás
8502.12		-- De potencia superior a 75 kVA pero inferior o igual a 375 kVA:
8502.1210		--- De potencia superior a 75 kVA pero inferior o igual a 150 kVA
8502.1220		--- De potencia superior a 150 kVA pero inferior o igual a 225 kVA
8502.1290		--- Los demás
8502.13		-- De potencia superior a 375 kVA:
8502.1310		--- De potencia superior a 375 kVA pero inferior o igual a 750 kVA
8502.1320		--- De potencia superior a 750 kVA pero inferior o igual a 1.500 kVA
8502.1390		--- Los demás
8502.2000		- Grupos electrógenos con motor de émbolo (pistón) de encendido por chispa (motor de explosión)
		- Los demás grupos electrógenos:
8502.3100		-- De energía eólica
8502.39		-- Los demás:
8502.3910		--- Accionados por turbinas de gas
8502.3920		--- Accionados por turbinas hidráulicas
8502.3930		--- Accionados por turbinas de vapor
8502.3990		--- Los demás
8502.4000		- Convertidores rotativos eléctricos

Tabla 105: Código de Arancel Nacional para GE¹⁸⁴

La información entregada por Aduanas contiene equipos nuevos, usados, repuestos, otros equipos afines que están fuera del alcance de la licitación, por lo que se debió realizar un trabajo previo de depuración de la base de datos.

Con esto, se tiene que entre 2000 y 2015 ingresaron a Chile 202.435 grupos electrógenos con motores de compresión y 378.000 con motores de chispa. La cantidad de grupos electrógenos que ingresaron al país, según tipo de encendido, se muestra en la figura siguiente.

¹⁸⁴ Ver (Arancel Chile) en anexo bibliográfico digital.

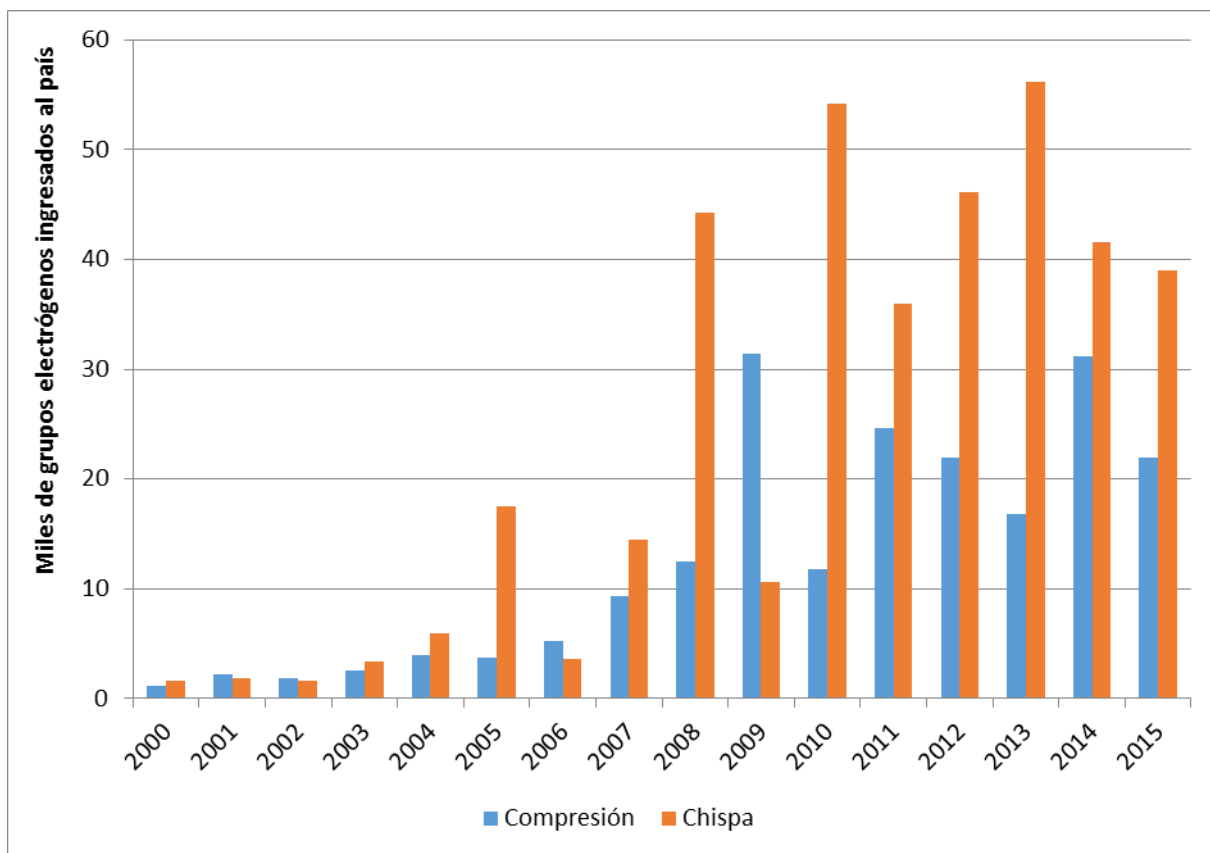


Figura 40: Grupos electrógenos que ingresaron a Chile, según tipo de encendido del motor de combustión interna¹⁸⁵

Para los grupos electrógenos con motores de chispa no se entrega información directa de la potencia de los mismos, como sí se hace para los aquellos con motores de compresión, donde, como se aprecia en la Tabla 106, se categorizan los motores por rango de potencia. Esta información se muestra en la Figura 37, mientras que en la Figura 38 se aprecia la participación por rango de potencia, de las importaciones de GE.

Cabe destacar que del total de GE ingresados al país, un 0,8% (4.441) fueron declarados como usados¹⁸⁶.

¹⁸⁵ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

¹⁸⁶ Se asume que aquellos que no indican ser GE usados, corresponden a equipos nuevos.

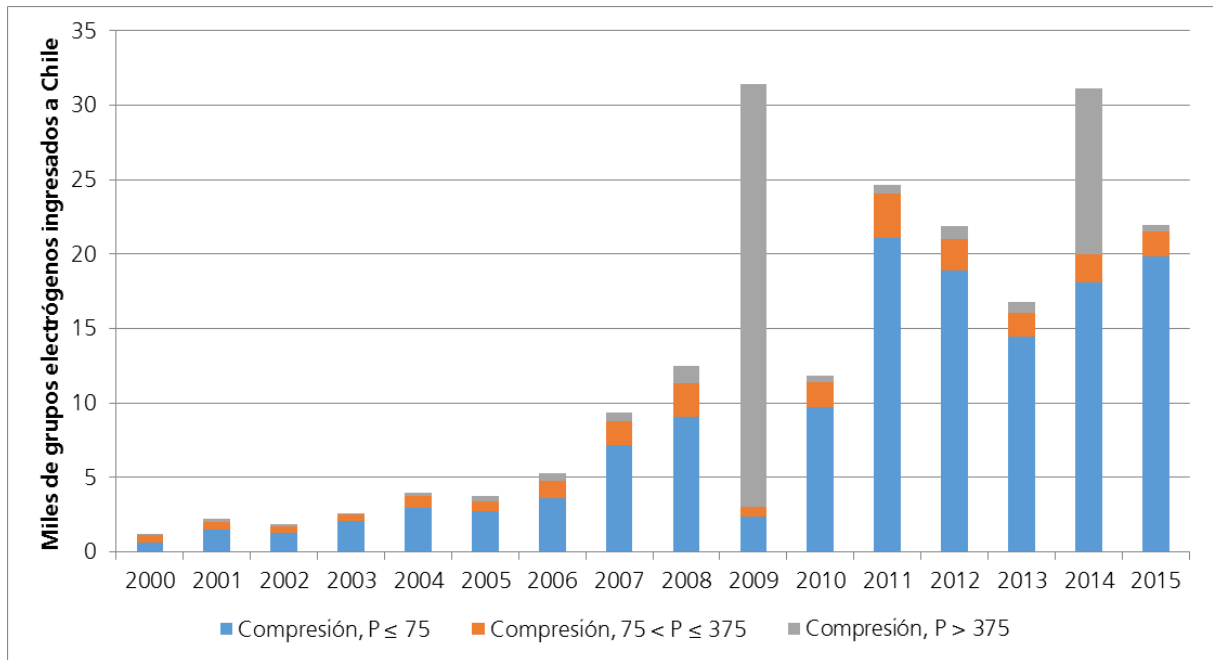


Figura 41: Grupos electrógenos que ingresaron a Chile con motores de compresión, según potencia nominal en [kVA] ¹⁸⁷

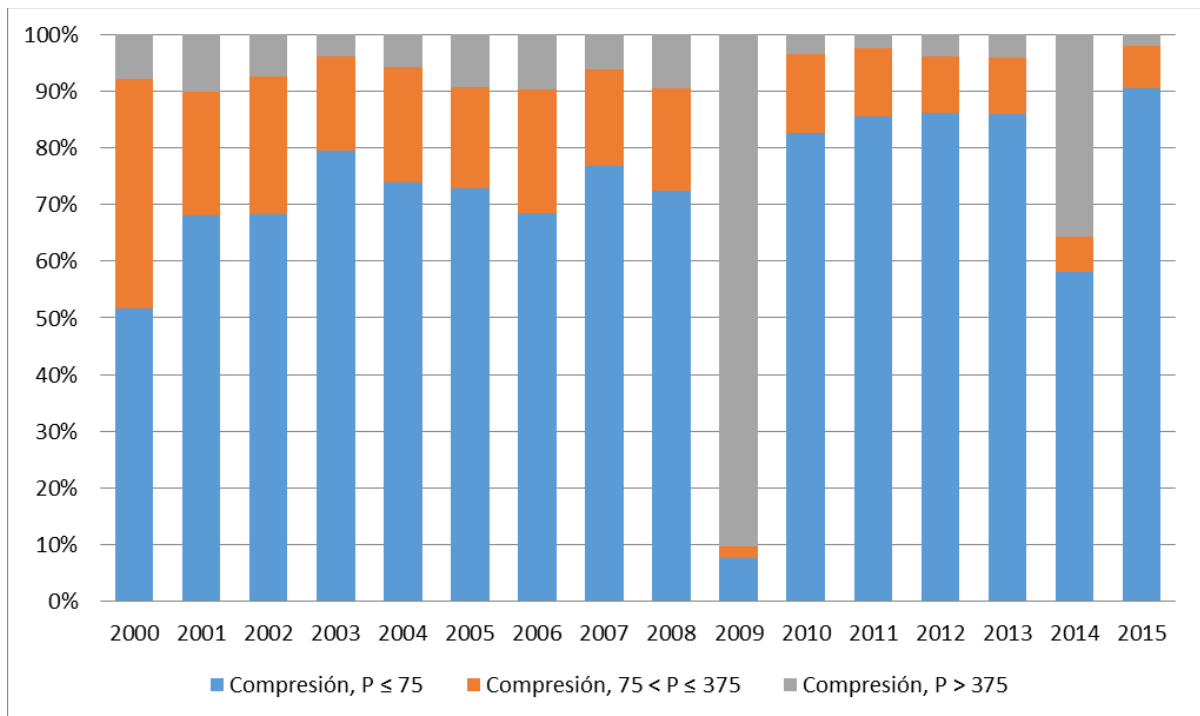


Figura 42: Participación de las importaciones según potencia nominal ([kVA]) de los GE ¹⁸⁷

Respecto del puerto de origen de las importaciones de grupos electrógenos, el 79,8% proviene de China y el 6,3% de Italia. El restante 13,9% proviene de otros 55 orígenes. Un detalle de la

¹⁸⁷ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015.

situación se muestra en la Figura 39. Luego, en la Figura 40 se presenta la participación de los orígenes de las importaciones sobre el total de GE ingresados al país entre los años 2000 y 2015.

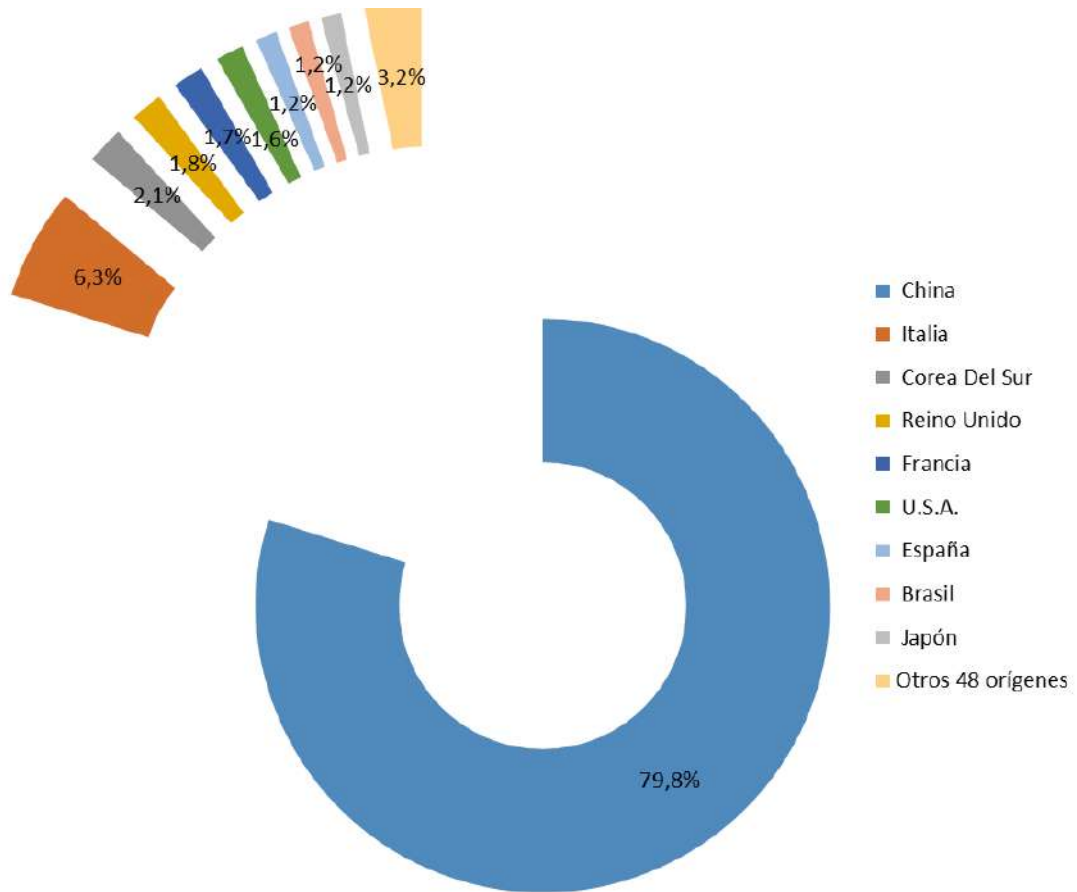


Figura 43: Origen de las importaciones de grupos electrógenos¹⁸⁸

¹⁸⁸ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

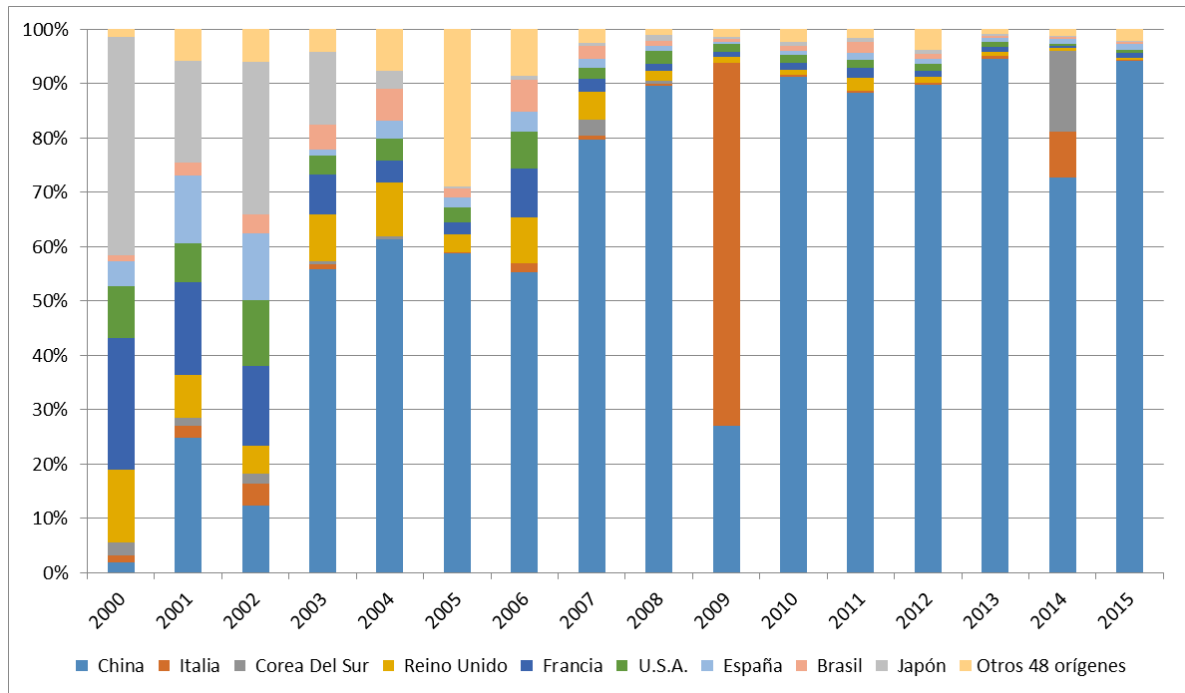


Figura 44: Participación de países de origen de las importaciones de GE, sobre el total ingresado al país ¹⁸⁹

Complementariamente, se desagregan los orígenes de los motores internados al país según el tipo de encendido del motor de combustión interna. Así, en la Figura 41 se muestra el origen de las importaciones de GE con motores de chispa, mientras en la Figura 42 se relaciona a GE con motores de compresión.

¹⁸⁹ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

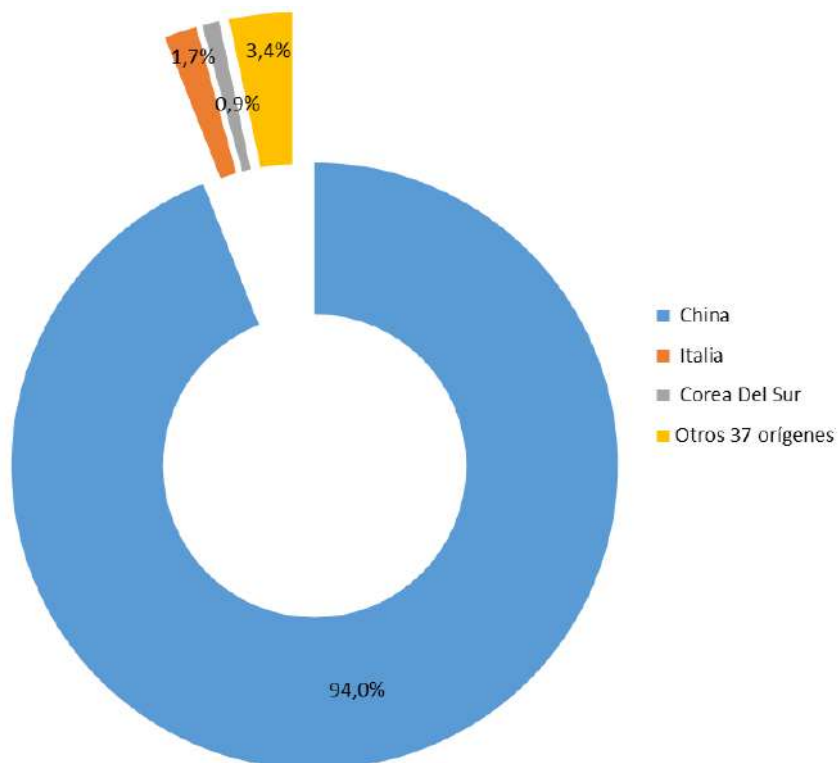
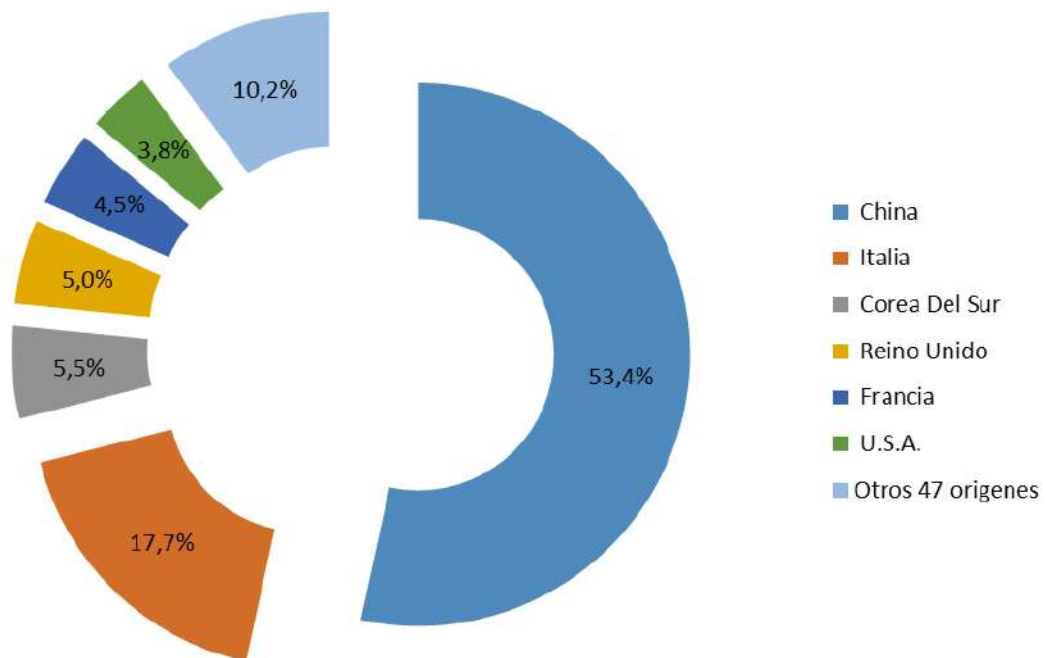


Figura 45: Origen de las importaciones de grupos electrógenos con motores de chispa¹⁹⁰



<<<<

Figura 46: Origen de las importaciones de grupos electrógenos con motores de compresión¹⁹⁰

¹⁹⁰ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015.

En los que respecta a los GE con motores de compresión, es posible establecer la participación de los orígenes en función del rango de potencia nominal, información que se presenta a continuación

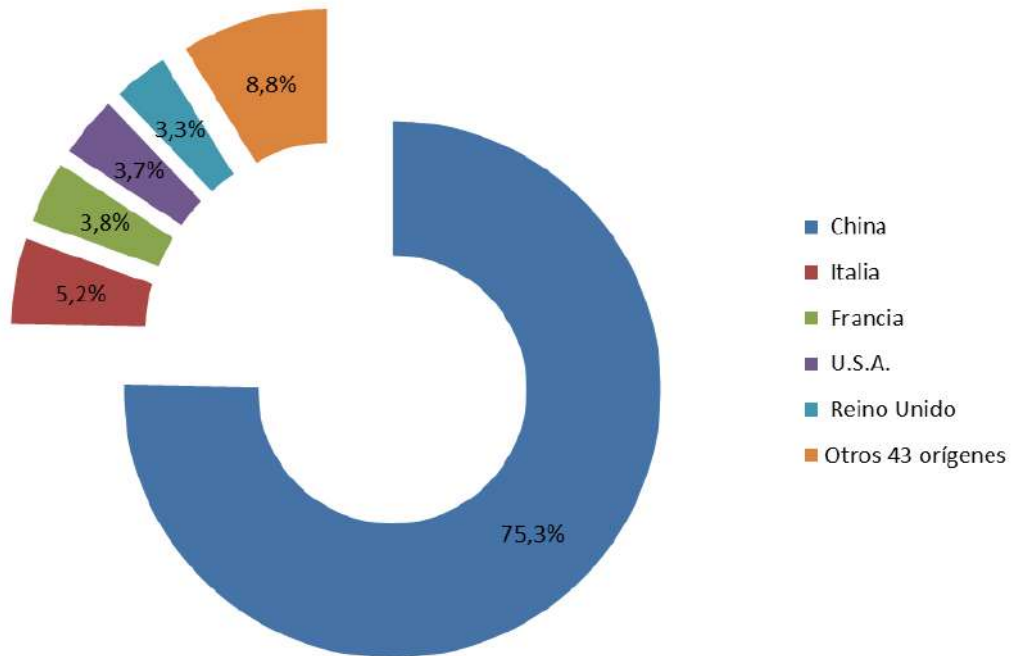


Figura 47: Orígenes de GE con motores de compresión, con potencia nominal menor a 75 [kVA]¹⁹¹

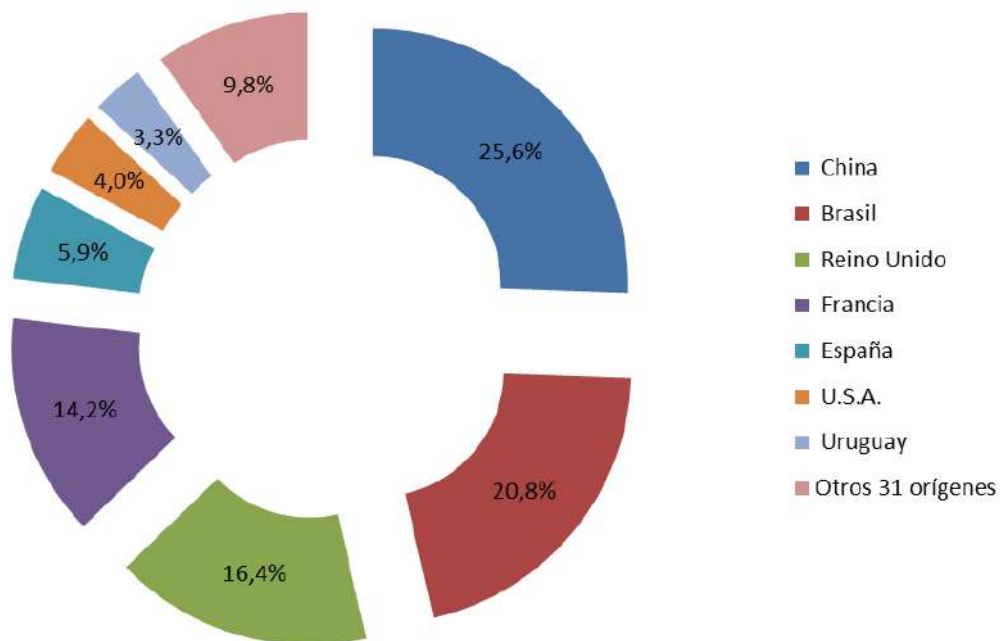


Figura 48: Orígenes de GE con motores de compresión, con potencia nominal entre 75 [kVA] y 375 [kVA]¹⁹¹

¹⁹¹ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

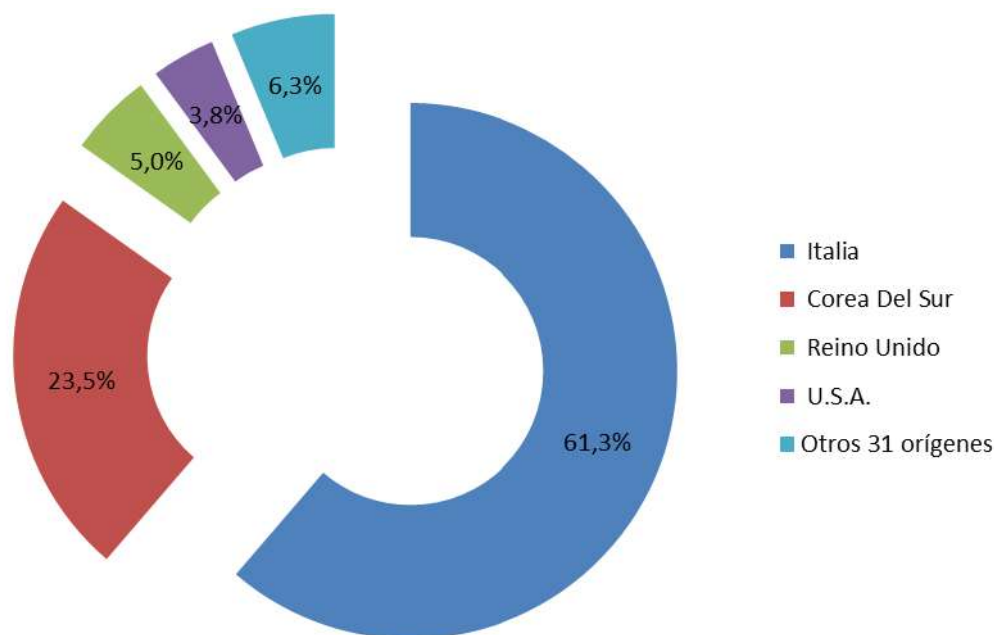


Figura 49: Principales orígenes de GE con motores de compresión, con potencia nominal superior a 375 [kVA] ¹⁹²

7.1 Caracterización del procedimiento de ingreso de grupos electrógenos a Chile

Los grupos electrógenos, en su calidad de mercancía ¹⁹³ ingresada al país, están sujetos al control de la Dirección Nacional de Aduanas.

El procedimiento establecido por Aduanas se diferencia según el valor de la mercancía, como se detalla a continuación:

- **Mercancía sin carácter comercial y que porten los viajeros** y se acojan a la Partida 009 ¹⁹⁴, hasta por un valor de US\$ 1.500 FOB, y para las **mercancías con carácter comercial, hasta por un valor de US\$ 1.000 facturado**. El trámite puede ser realizado personalmente por el importador ante la Aduana respectiva, de forma simplificada. Debe presentar la documentación siguiente:
 - Conocimiento de embarque original o documento que haga sus veces, según la vía de transporte.
 - Factura comercial
 - Poder notarial del dueño o consignatario para un despacho determinado, en los casos en que la persona que trámite sea un tercero.
 - Vistos Buenos o Certificaciones cuando procedan.

¹⁹² Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

¹⁹³ Definido en el Artículo 2 de II DFL 30 "Aprueba el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley de hacienda n° 213, de 1953, sobre ordenanza de aduanas" como "todos los bienes corporales muebles, sin excepción alguna".

¹⁹⁴ La partida 009 se describe por la glosa "Mercancías, excepto vehículos, sin carácter comercial, de propiedad de viajeros que provengan del extranjero o Zona Franca o Zona Franca de Extensión". Ver (Normativa para viajeros - Aduanas) en anexo bibliográfico digital.

- Si el **valor de la mercancía supera los US\$1.000 valor FOB**: el importador debe contratar un agente de aduanas, quién debe recibir todos los documentos de base requeridos para confeccionar la Declaración de Ingreso, por parte del importador.

Dentro de los documentos obligatorios para toda importación con carácter comercial se encuentran los siguientes:

- Conocimiento de embarque original, carta de porte o guía aérea, que acredite el dominio de la mercancía por parte del consignatario.
- Factura comercial original, que acredite la mercancía objeto de compraventa y sus valores.
- Declaración Jurada del importador sobre el precio de las mercancías, formulario que entrega el agente de aduanas.
- Mandato constituido por el sólo endoso del original del conocimiento de embarque.

Dentro de los documentos que se requieren sólo para ciertas operaciones de importación se encuentran los siguientes:

- Certificado de Origen, en caso que la importación se acoja a alguna preferencia arancelaria, en virtud de un Acuerdo Comercial.
- Lista de empaque, cuando proceda, correspondiendo siempre en caso de mercancías acondicionadas en contenedores.
- Certificado de seguros, cuando el valor de la prima no se encuentre consignado en la factura comercial.
- Nota de Gastos, cuando éstos no estén incluidos en la factura comercial.
- Permisos, visaciones, certificaciones o vistos buenos, cuando proceda

Complementariamente, se indica en la Resolución Exenta 431 del 23 de agosto de 2010¹⁹⁵, que *Establece productos de combustibles que deben contar con un certificado de aprobación para su comercialización en el país*, que para la comercialización de productos deben contar con un certificado de aprobación otorgado por un organismo de certificación autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Entre los productos mencionados en la Resolución se encuentran los “Generadores eléctricos a gasolina o diésel” y se establece que para la certificación deben utilizarse los protocolos SEC.

Luego, con la Resolución Exenta 681 del 2 de octubre de 2011 del Ministerio de Energía¹⁹⁶, incorpora a los “Generadores Eléctricos que utilizan combustibles gaseosos” entre aquellos que necesitan certificarse como requisito para la comercialización.

Luego, para dar cumplimiento a los requerimientos de las mencionadas Resoluciones Exentas, los grupos electrógenos deben cumplir con los protocolos SEC, donde se especifica la observancia de una serie de ensayos, relacionados a cuestiones de seguridad.

A este respecto, se establece en el PC 115 de la SEC¹⁹⁷ en 1.2.2 que “Para la aprobación de una partida de importación se deberán efectuar los Análisis y/o Ensayos” que se muestran en la tabla siguiente:

¹⁹⁵ Resolución Exenta 431 del 3 de septiembre de 2010, Establece Productos de Combustibles que Deben Contar con un Certificado de Aprobación para su Comercialización en el País. Ver (Rex 431_03-SEP-2010) en anexo bibliográfico digital

¹⁹⁶ Resolución Exenta 681 del 2 de octubre de 2011 del Ministerio de Energía, Modifica Resolución N°431 Exenta, de 2010, y Establece Productos de Combustibles que deben contar con un Certificado de Aprobación para su Comercialización en el País. Ver (Rex 681 18-OCT-2011) en anexo bibliográfico digital.

Denominación	Norma	Cláusula	Clasificación de los defectos
Sistema de partida	EN 12601:2001	6.1	Crítico
Parada normal	EN 12601:2001	6.2	Crítico
Parada de emergencia	EN 12601:2001	6.3	Crítico
Dispositivos de control	EN 12601:2001	6.4	Crítico
Protecciones	EN 12601:2001	6.7	Crítico
Medidas de protección contra peligros mecánicos	EN 12601:2001	6.7.1	Crítico
Medidas de protección contra superficies calientes	EN 12601:2001	6.7.2	Crítico
Protección contra descargas eléctricas por las envolventes	EN 12601:2001	6.7.3	Crítico
Manejo	EN 12601:2001	6.10	Crítico
Protección contra incendio	EN 12601:2001	6.11	Crítico
Mangueras, tuberías y arneses eléctricos del motor alternativo de combustión interna	EN 12601:2001	6.12	Crítico
Equipo eléctrico	EN 12601:2001	6.13	Crítico
Gases y partículas de las emisiones de escape	EN 12601:2001	6.17	Crítico
Marcado	EN 12601:2001	9	Mayor

Tabla 106: Ensayos requeridos para la aprobación de importación de GE que usan combustibles líquidos ¹⁹⁸

Lo mismo ocurre en el PC 115/2 de la SEC ¹⁹⁹ se establece que para la aprobación de fabricación (en Chile o en el Extranjero) se deben efectuar al menos los ensayos que se indican a continuación:

Denominación	Norma	Cláusula	Clasificación de los defectos
Dispositivo de arranque	EN 12601:2001	6.2	Crítico
Parada	EN 12601:2001	6.3	Crítico
Parada de Emergencia	EN 12601:2001	6.4	Crítico
Dispositivo de mando	EN 12601:2001	6.5	Crítico
Diseño, seguridad y resistencia mecánico	EN 12601:2001	6.5.1	Crítico
Identificación	EN 12601:2001	6.5.2	Crítico
Accesibilidad	EN 12601:2001	6.5.3	Crítico
Dispositivo de control	EN 12601:2001	6.6	Crítico
Protecciones	EN 12601:2001	6.8	Crítico
Generalidades	EN 12601:2001	6.8.1	Crítico
Protección contra los peligros mecánicos	EN 12601:2001	6.8.2	Crítico
Protección contra superficies calientes	EN 12601:2001	6.8.3	Crítico
Protección contra las descargas eléctricas mediante resguardos	EN 12601:2001	6.8.4	Crítico
Estabilidad de los grupos electrógenos de baja potencia	EN 12601:2001	6.9	Crítico
Manipulación	EN 12601:2001	6.11	Crítico

¹⁹⁷ PC N°115 Protocolo de análisis y/o ensayos de seguridad de producto de combustibles líquidos.

¹⁹⁸ Ver (PC 115) en anexo bibliográfico digital.

¹⁹⁹ PC N°115/2 Protocolo de análisis y/o ensayos de seguridad de producto de combustibles gaseosos.

Denominación	Norma	Cláusula	Clasificación de los defectos
Protección contra incendio	EN 12601:2001	6.12	Crítico
Tuberías, tubos flexibles y conductos de cables eléctricos del motor alternativo de combustión interna	EN 12601:2001	6.13	Crítico
Equipo eléctrico	EN 12601:2001	6.14	Crítico
Generadores	EN 12601:2001	6.14.1	Crítico
Otro equipamiento eléctrico	EN 12601:2001	6.14.2	Crítico
Emisiones de gases y de partículas de escape	EN 12601:2001	6.18	Crítico
Etiquetas de seguridad	EN 12601:2001	8	Mayor
Marcado	EN 12601:2001	9	Mayor

Tabla 107: Ensayos requeridos para la aprobación de importación de GE que usan combustibles gaseosos²⁰⁰

Cabe destacar que la norma EN 12601, regula especificaciones de seguridad de grupos electrógenos accionados por motores alternativos de combustión interna.

Los documentos de destinación aduanera se tramitan en forma electrónica, y la duración del trámite desde que es recibido por el Servicio Nacional de Aduanas el mensaje enviado por el agente de aduana hasta que es emitido el mensaje de aceptación o rechazo, es menor a un minuto. Por su parte, el procedimiento de desaduanamiento o retiro desde la zona primaria de las mercancías transportadas por vía marítima, amparadas por documentos o declaraciones bajo la modalidad de “trámite anticipado”, sin selección de inspección, no debería extenderse más allá de 2 días, contado dicho plazo desde el momento de arribo de la nave.

Es importante destacar que el Servicio Nacional de Aduanas no controla el certificado de comercialización, solamente la autorización o certificación previa que requieren determinadas mercancías para efectos de cursar la tramitación de la destinación aduanera respectiva (DIN, DUS, DTI), lo cual les permitirá efectuar su retiro desde la zona primaria de jurisdicción aduanera (terminales portuarios o recintos habilitados), en el caso de mercancías que ingresan al país. Con esto, para efectos del ingreso de GE, no existe autorización exigible por parte de Aduanas.²⁰¹

7.2 Caracterización de fabricantes

En Chile, si no existen fabricantes de motores eléctricos y de combustión, sí existen empresas que importan grupos electrógenos (GE), o bien importan las partes y realizan el armado en el país. A continuación se caracterizan ambos tipos de oferentes.

7.2.1 Fabricantes e importadores de grupos electrógenos

En la información contenida en las bases de datos del Servicio Nacional de Aduanas, es posible identificar 1.424 empresas o personas que ingresaron grupos electrógenos al país. Si bien la cantidad de importadores es elevada, considerando todos los rangos de potencia, solo 15 de ellos concentran la internación del 80,73% de todos los GE ingresados al país, como se puede ver en la figura siguiente. Es importante mencionar que la base de datos de importación procesada se entrega como anexo digital.

²⁰⁰ Ver (PC 115-2) en anexo bibliográfico digital.

²⁰¹ Ver (Respuesta Aduanas) en anexo bibliográfico digital.

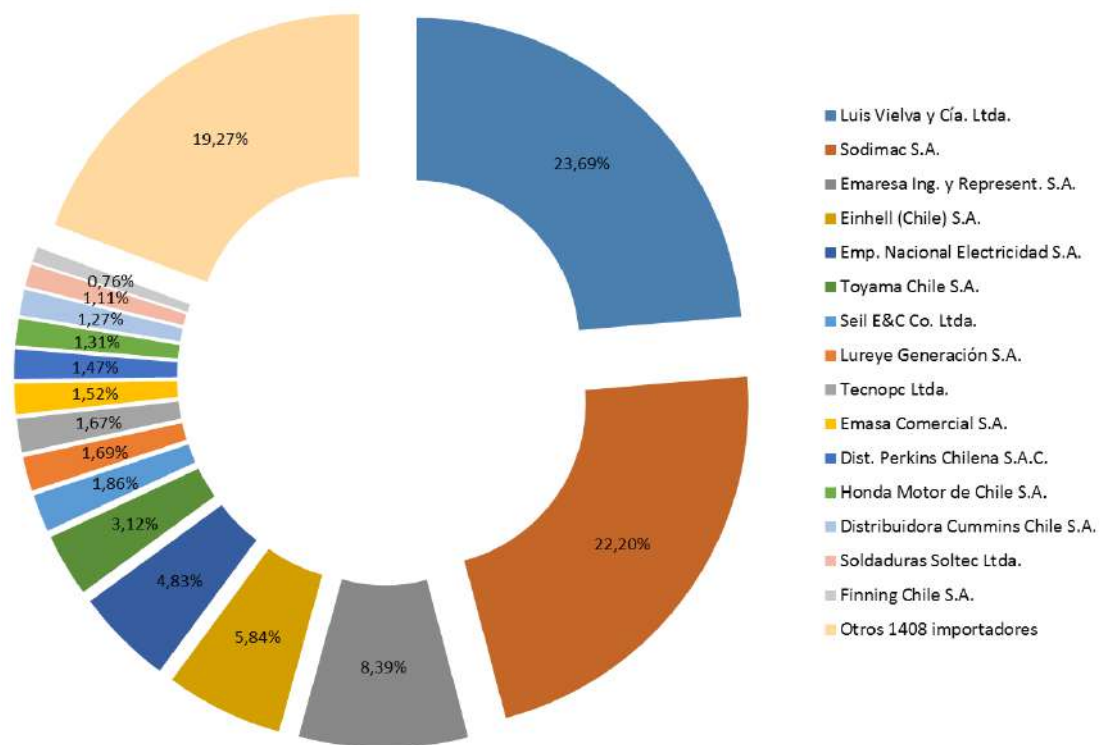


Figura 50: Principales importadores de GE²⁰²

Los importadores con mayor participación, según rango de potencia, se muestran a continuación.

²⁰² Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

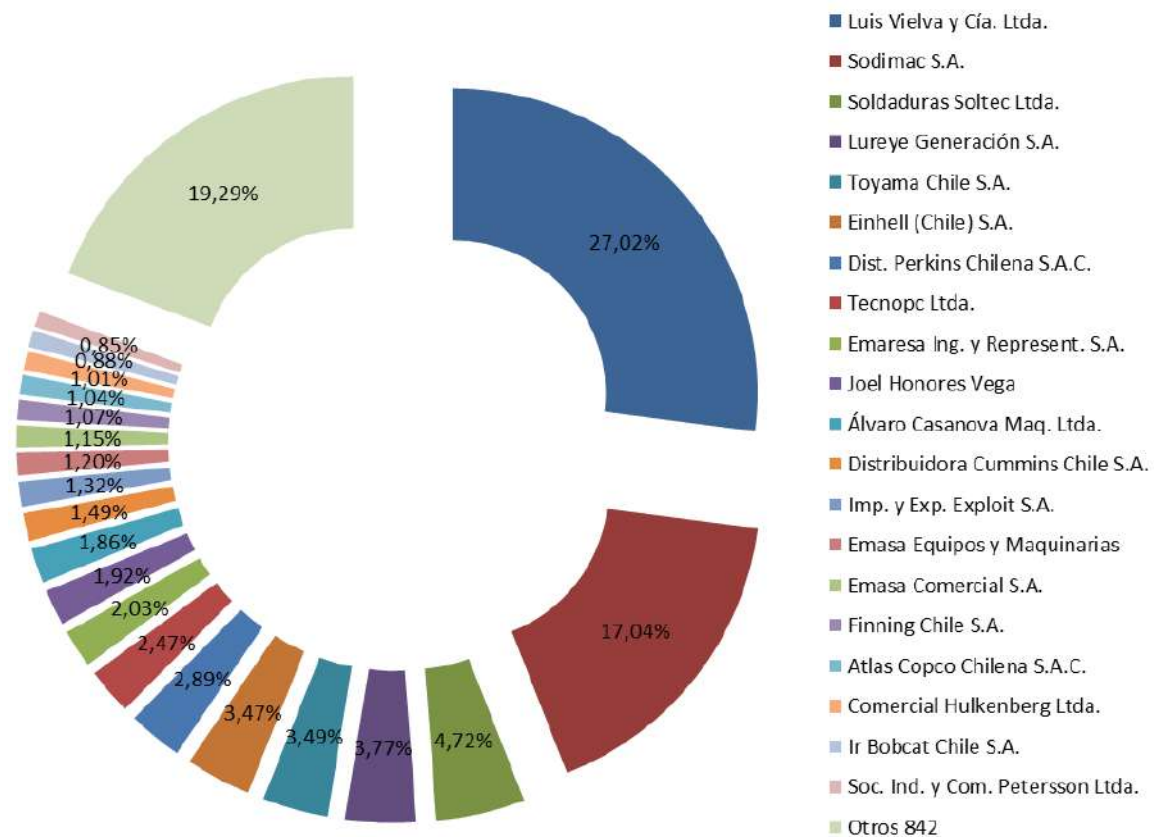


Figura 51: Principales importadores de GE con potencia nominal inferior a 75 [kVA] ²⁰³

²⁰³ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

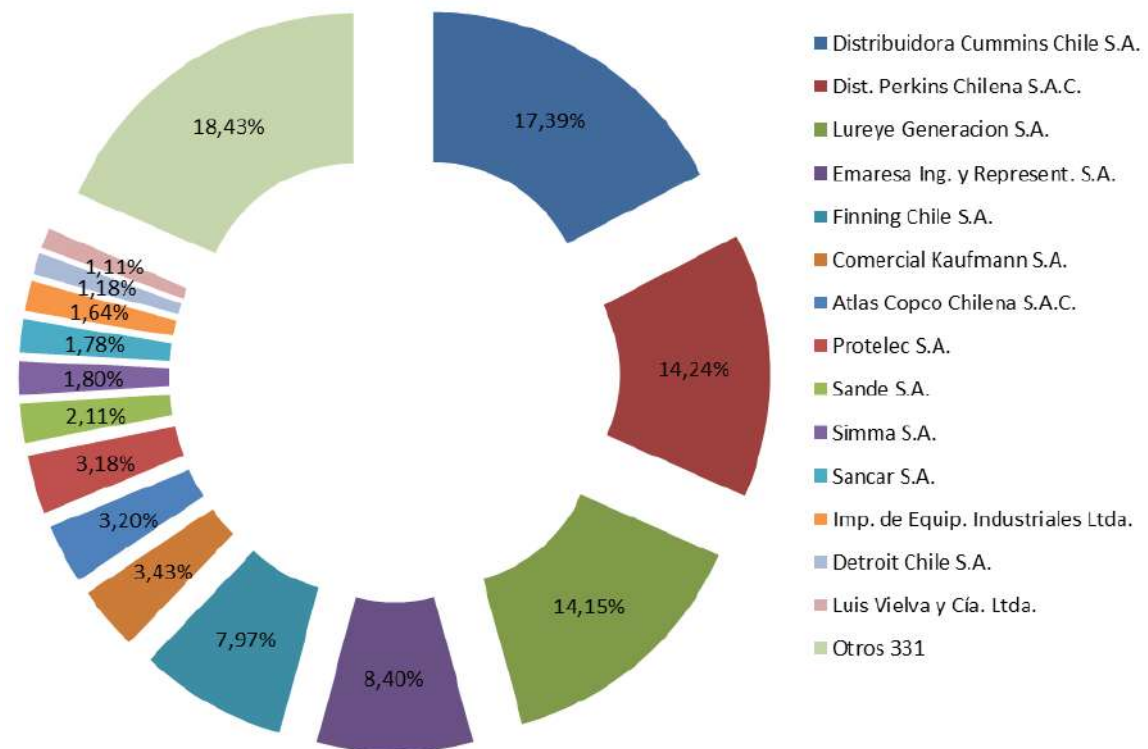


Figura 52: Principales importadores de GE con potencia nominal entre 75 [kVA] y 375 [kVA]²⁰⁴

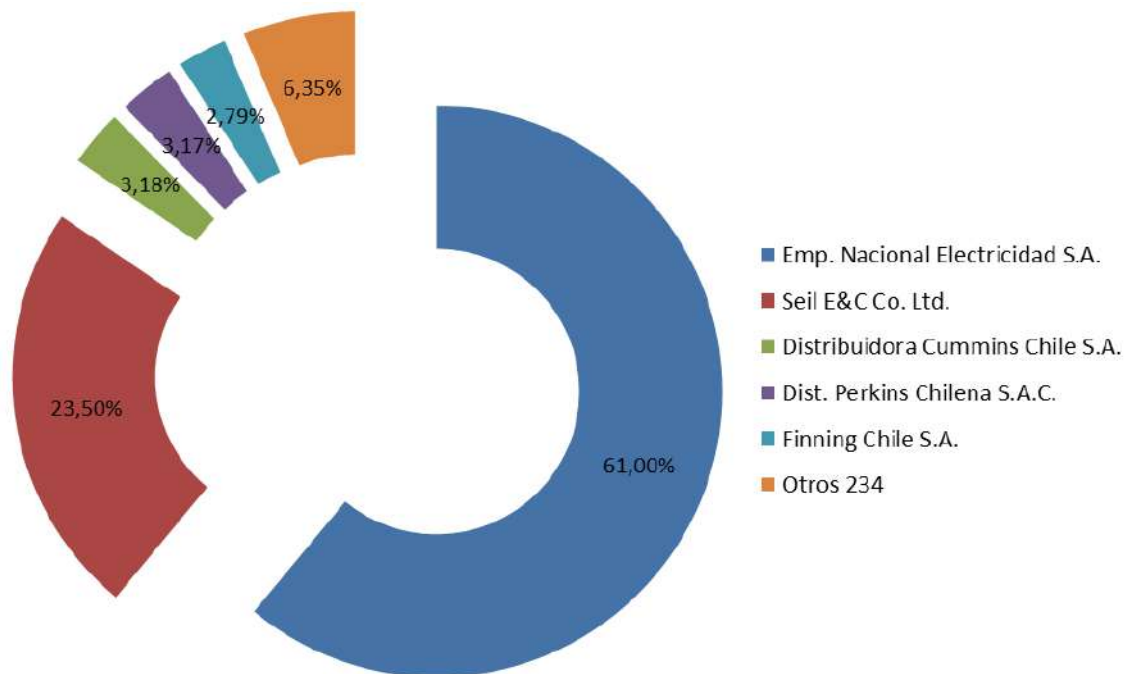


Figura 53: Principales importadores de GE con potencia nominal superior a 375 [kVA]²⁰⁴

²⁰⁴ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

De la observación de la Figura 49 es posible apreciar que en grandes GE, los usuarios pueden realizar la compra directa, como sucede con la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), que en el periodo de estudio (2000 a 2015) fue el principal importador de GE, con 28.031 equipos con potencia nominal superior a 375 [kW].

Respecto de los fabricantes²⁰⁵, estos se identifican entre los consignantes²⁰⁶ se distinguen empresas de transporte y fabricantes, como se muestra en la tabla siguiente.

Empresa	¿Es Fabricante?	Total consignado	Participación	Participación acumulada
United Power Equipment Co. Ltd.	Sí	73.037	12,6%	12,6%
Chongqing Rato Power Co. Ltda.	Sí	62.829	10,8%	23,4%
Wuxi Kipor Power Co. Ltda.	Sí	49.165	8,5%	31,9%
Locin Industries Ltd.	No	45.767	7,9%	39,8%
Zhejiang Double-Dove Trade Co.	No	39.660	6,8%	46,6%
Hansi Anhui Far East Ltd.	No	30.930	5,3%	51,9%
TECNIMONT S.P.A.	No	28.030	4,8%	56,8%
Suzhou Hengxiang Imp. Exp.	No	17.750	3,1%	59,8%
Abra Fox Ind. Corp.	No	10.865	1,9%	61,7%
Daehan Generator Co. Ltd.	Sí	10.800	1,9%	63,5%
S.D.M.O.	Sí	9.961	1,7%	65,3%
Sumec Machinery & Electric Co.	Sí	8.451	1,5%	66,7%
Honda	Sí	7.603	1,3%	68,0%
Cummins	Sí	7.238	1,2%	69,3%
Chongqing Panlong Technology D.	Sí	7.198	1,2%	70,5%
F.G. Wilson	Sí	6.464	1,1%	71,6%
Gen Set SPA	Sí	6.170	1,1%	72,7%
Jiangsu Super Machinery Factor	Sí	5.843	1,0%	73,7%
Dowel	Sí	5.620	1,0%	74,7%
Huahe Heavy Industries Co. Ltd.	Sí	5.252	0,9%	75,6%
Fujian Huamin Imp. And Exp.	No	4.559	0,8%	76,4%
Zhejiang Green Field Mechanical	Sí	4.009	0,7%	77,0%
Sin información	No	3.103	0,5%	77,6%
SDS Power Co. Ltd.	Sí	3.024	0,5%	78,1%
Zehai Int. Ltd.	No	2.946	0,5%	78,6%
Changzhou Shark Power Machinery	Sí	2.871	0,5%	79,1%
Einhell	Sí	2.821	0,5%	79,6%
Caterpillar	Sí	2.762	0,5%	80,1%
Chongqing Loncin General Purpose	Sí	2.341	0,4%	80,5%
Wacker	Sí	2.314	0,4%	80,9%
Otros 1.257 consignantes		111.052	19,1%	100,0%

Tabla 108: Principales consignantes de las importaciones de grupos electrógenos a Chile²⁰⁷

²⁰⁵ Se identificaron a través de la revisión de las páginas web de las empresas.

²⁰⁶ Es la persona natural o jurídica que envía mercancías a un consignatario en el país o hacia el exterior.

7.3 Caracterización de distribuidores

La distribución de GE en Chile se realiza a través de múltiples canales, los que incluyen la venta directa y/o arriendo en tiendas del retail (como Sodimac, Easy o ferreterías como la red MTS), venta y/o arriendo en tiendas especializadas (como Lureye, Luis Vielva y Cía. Ltda.). Complementariamente, otras empresas realizan servicios conexos, como la mantención o la instalación de equipos. Esta situación se resume en la tabla siguiente:

Empresa	Ubicación	¿Vende?	¿Arrienda?	¿Mantiene o repara?	¿Ensambla?	¿Instala?	Comentarios
Lureye	RM Santiago	Sí	Sí	Sí	No	Sí	GE de 8 a 2290 [kVA] Servicios Adicionales: Puesta en marcha.
Finning	RM Santiago	Sí	No	Sí	No	No	GE diésel de 7,5 a 17550 [kVA] GE gas de 25 a 12125 [kVA]
Cummins	RM Santiago	Sí	Sí	Sí	No	Sí	GE de 15 a 2750 [kVA]
Honda	Gran parte del país	Sí	Sí	Sí	No	No	GE de 1 a 40 [kVA]
Sodimac	Todo el país	Sí	Sí	No	No	No	GE de 2 a 18,8 [kVA]
Easy	Todo el país	Sí	Sí	No	No	No	GE de 0,78 a 5,5 [kW]
Maquinarias Jaramillo	RM Santiago	No	Sí	No	Sí	No	Mayormente de fabricación japonesa.
Lucio Vicencio y Cía. Ltda.	RM Santiago	Sí	Sí	Sí	Sí	No	
JF Sergen	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	Sí	
Presertec	RM Santiago	No	No	Sí	No	Sí	
Ingetec Ltda.	RM Santiago	No	No	Sí	Sí	Sí	Gestión ambiental para declaración de emisiones y registro de fuentes fijas.
Eurogen	RM Santiago	No	No	Sí	Sí	No	
Energía Total	RM Santiago	No	No	Sí	No	No	
Jag Generadores	RM Santiago	No	Sí	No	No	No	GE de 30 a 75 [kVA]

²⁰⁷ Elaboración propia en base a datos de Aduanas, referente a las importaciones de grupos electrógenos entre 2000 y 2015..

Empresa	Ubicación	¿Vende?	¿Arrienda?	¿Mantiene o repara?	¿Ensambla?	¿Instala?	Comentarios
Autoelectric	RM Santiago	No	No	Sí	No	No	Servicios Adicionales: Automatización y puesta en marcha.
Marcom	VIII – Los Angeles	No	Sí	Sí	No	No	GE de 15 a 500 [kVA] (hasta 2 [MW] para industrias)
Arrequip	RM Santiago	No	Sí	Sí	Sí	No	GE de 27 a 1500 [kVA]
Ingecota	RM Santiago	No	No	Sí	No	Sí	
Generadores Rapallo	I - Iquique	No	Sí	No	No	No	
Equimar	RM Santiago	Sí					GE de varias potencias.
Ljubetic	II - Antofagasta	Sí	Sí	No	Sí	No	GE de 30 a 2000 [kVA]
Smart Power Chile		No	No	Sí	No	Sí	
JC Montero y Cía. Ltda.	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	Sí	GE diésel monofásicos de 5 a 30 [kVA]
							GE diésel trifásicos de 13 a 2000 [kVA]
							GE gas de 20 a 300 [kVA]
Diperk (Perkins)	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	No	GE diésel de 6,8 a 2200 [kVA]
							GE gas de 10 a 1250 [kVA]
ManGen	RM Santiago	No	No	Sí	No	No	
Emaresa	RM Santiago	Sí	Sí	No	Sí	No	GE monofásico de 10 a 175 [kVA]
							GE Trifásico de 4,1 a 14 [kVA]
Asimprel	RM Santiago	No	No	Sí	No	Sí	
MarindMotor	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	No	GE nuevos y usados
Aggreko Chile	RM Santiago	No	Sí	Sí	No	Sí	GE diésel de 30 a 1500 [kVA]
							GE gas hasta 1375 [kVA]
Serviser	V Valparaíso	No	No	Sí	No	Sí	

Empresa	Ubicación	¿Vende?	¿Arrienda?	¿Mantiene o repara?	¿Ensambla?	¿Instala?	Comentarios
ElectroPower	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	Sí	
Arriendo Generadores	RM Santiago	No	Sí	Sí	No	No	
Abix	RM Santiago	No	Sí	No	No	Sí	
Rentagen	V - Quilpué	No	Sí	Sí	Sí	No	GE de 20 a 200 [kVA]
Luis Vielva y Cía. Ltda.		Sí	No	Sí	No	No	GE diésel hasta 17,8 [kVA]
							GE gas hasta 4,6 [kVA]
							GE gasolina hasta 5,5 [kVA]
Toyama Chile	RM Santiago	Sí	No	Sí	No	No	
Soltec	RM Santiago	Sí	No	No	Sí	No	
ACO	RM Santiago	Sí	No	No	No	No	GE a gas y diésel
AtlasCopco Chile	RM Santiago	Sí	No	No	Sí	No	Industriales, de 10 a 830 [kVA]
							Portátiles de 14 a 630 [kVA]
							Transportables, de 2,3 a 13 [kVA]
Doosan Bobcat Chile	RM Santiago	Sí	Sí	Sí	Sí	No	GE de 30 a 250 [kVA]
Protelec	RM Santiago	No	Sí	Sí	Sí	No	GE diésel de 10 a 300 [kVA]
Sande	RM Santiago	Sí	No	No	No	No	De 50 a 3000 [kVA]
Simma	RM Santiago	Sí	No	Sí	Sí	No	De 6 a 590 [kVA]
Detroit Chile	RM Santiago	Sí	No	No	No	No	Gas de 275 a 715 [kVA]
							GE diésel de 300 a 3310 [kVA]
Petersson Ltda	V - La Calera	Sí	Sí	Sí	No	No	
Wärtsila	RM Santiago V - Valparaíso	Sí				Sí	

Tabla 109: Oferentes del mercado de los GE y servicios conexos

Complementariamente, para obtener una caracterización más completa de la oferta de GE y sus servicios asociados, el día 9 de diciembre de 2016, se hizo llegar una consulta a los principales oferentes del mercado, es decir aquellos que pertenecen al 80% de los importadores con mayor participación para cada rango de potencia dada la información de las bases de datos de Aduanas, según se muestra en la tabla siguiente:

Principales importadores	Potencia nominal (P) [kVA]			
	Todas	P<75	75<P<375	P>375
Luis Vielva y Cía. Ltda.	X	X	X	
Sodimac S.A.	X	X		
Emaresa Ing. y Represent. S.A.	X	X	X	
Einhell S.A.	X	X		
ENDESA S.A.	X			X
Toyama Chile S.A.	X	X		
Seil E&C Co. Ltda.	X			X
Lureye Generación	X	X	X	
Tecnopc Ltda.	X	X		
Emasa Comercial S.A.	X	X		
Dist. Perkins Chilena S.A.C.	X	X	X	X
Honda Motors Chile S.A.	X			
Dist. Cummins Chile S.A.	X	X	X	X
Soldaduras Soltec Ltda.	X	X		
Finning Chile S.A.	X	X	X	X
Joel Honores Vega		X		
Álvaro Casanova Maq. Ltda.		X		
Imp. Y Exp. Exploit S.A.		X		
Emasa equipos y maquinaria		X		
Atlas Copco Chilena S.A.C		X	X	
Com. Hulkenberg Ltda.		X		
Ir Bobcat Chile S.A.		X		
Soc. Ind. Y Com. Peterssonn Ltda.		X		
Com. Kaufmann S.A.			X	
Protelec S.A.			X	
Sande S.A.			X	
Simma S.A.			X	
Sancar S.A.			X	
Imp. De Equipos Industriales Ltda.			X	
Detroit Chile S.A.			X	

Tabla 110: Principales importadores de GE²⁰⁸

La consulta enviada se encuentra en el ANEXO 7.

A la fecha de entrega del presente Informe se han recibido 7 respuestas de empresas que venden y/o arriendan grupos electrógenos.

De las respuestas se puede destacar:

- El principal arrendador de equipos es Aggreko.
- Los principales rubros demandantes de GE para arriendo de las empresas que contestaron la consulta son las inmobiliarias, el sector industrial y el minero.

²⁰⁸ Elaboración propia en base a datos entregados por el Servicio Nacional de Aduanas.

- En la venta de GE, el principal cliente de los actores que respondieron la consulta es el minero. Destaca también el sector residencial en potencias nominales bajas (bajo 8 [kW]).

7.4 Caracterización de demandantes

Los grupos electrógenos son utilizados en diversos sectores de la economía nacional, ya sea como medios de generación conectados a la red, como generación de apoyo o emergencia, o bien como único medio de generación para consumos aislados de la red.

A continuación se describen los grandes sectores que utilizan este tipo de tecnología.

7.4.1 Generación de electricidad

Para la identificación de los grupos electrógenos que inyectan energía a la red eléctrica nacional (SING, SIC y sistemas medianos) se consideraron principalmente 2 fuentes de información: Comisión Nacional de Energía (consumo de combustible, capacidad instalada, energía generada), Centros de Despacho Económico de Carga (características técnicas de las instalaciones).

Un resumen de los hallazgos se presenta en la Tabla 112, mientras que el detalle de las instalaciones se encuentra en el ANEXO 10.

	Diésel				Gas natural				Fuel Oil			
	Unidades	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Factor de planta	Unidades	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Factor de planta	Unidades	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Factor de planta
SIC	501	823,30	217.865	3,3%	-	-	-	-	8	14	16.316	15,0%
SING	43	138,58	118.180	10,6%	-	-	-	-	17	155	5.669	0,5%
Cochamó	3	2,40	4.207	26,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Hornopirén	5	3,75	7868	32,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Aysén	23	31,94	62672	29,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
General Carrera	8	2,89	4.927	26,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Palena	6	1,79	1.219	10,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta Arenas	5	7,12	37	0,1%	1	2,72	424	2,4%	-	-	-	-
Puerto Natales	5	4,71	1.475	4,8%	4	5,19	21.575	63,4%	-	-	-	-
Porvenir	5	3,40	1963	8,8%	5	5,54	16486	45,4%	-	-	-	-
Puerto Williams	6	2,65	3756	21,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Isla de pascua	5	4,30	11.516 ²⁰⁹	30,57%	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 111: Características de los grupos electrógenos conectados al sistema eléctrico en Chile

²⁰⁹ Valor obtenido para el año 2014, en Elaboración de propuesta energética para Isla de Pascua, desarrollado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2015.

7.4.2 Sector público

Para la caracterización de la tenencia de grupos electrógenos en el sector público, se procedió a ingresar una consulta a cada institución, a través de la Ley de Transparencia. Un resumen de las respuestas se presenta en la tabla siguiente, mientras que el detalle se muestra en el ANEXO 6:

Institución	Tipo de motor	Cantidad de Grupos Electrógenos según rango de potencia nominal (P) [kW]			
		P < 75	75 ≤ P < 375	375 ≤ P < 560	560 ≤ P
Consejo Nacional de la Cultura y las Artes	Compresión	1	1	0	0
	Chispa	0	0	0	0
Dirección de Aeronáutica Civil	Compresión	Cantidad variable: entre 2 y 5 GE, con rangos de potencias entre 3 y 1000 [kVA]			
	Chispa				
Hospitales	Compresión	16	49	15	28
	Chispa	0	0	0	0
Ministerios	Compresión	1	7	3	2
	Chispa	0	0	0	0
Municipios	Compresión	366	149	11	7
	Chispa	209	7	2	7
SENAME	Compresión	14	19	0	0
	Chispa	0	0	0	0
SML	Compresión	17	5	0	0
	Chispa	0	0	0	0

Tabla 112: Grupos electrógenos operando en instituciones públicas

7.4.3 Actividades productivas

Para la recopilación de información de distintas actividades productivas se procedió a enviar una consulta a distintas asociaciones gremiales, con el fin de que la hicieran llegar a sus asociados (ver ANEXO 8). Las asociaciones gremiales a las que se hizo llegar la consulta entre el 7 de diciembre de 2016 al 15 de enero de 2016, son:

- Asociación Gremial de Plantas Faenadoras Frigoríficas de Carnes de Chile (FAENACAR)
- Asociación de Exportadores de Frutas de Chile, A.G. (ASOEX)
- Federación Gremial Nacional de Productores de Fruta (Fedefruta)
- Asociación de Supermercados de Chile A. G. (ASACH)
- Cámara chilena de Centros Comerciales (CChCC)
- Asociación Industrias Químicas de Chile (ASIQUM A.G.)
- Clínicas A.G.
- Hoteleros de Chile
- Federación Nacional de Productores de Leche (FEDELECHE)
- Sociedad Agrícola Ganadera Osorno (SAGO)
- Sociedad Agrícola y Ganadera de Valdivia F.G. (SAVAL)
- Asociación Gremial de Productores de Cerdos de Chile (ASPROCER)
- Sociedad Nacional de Agricultura
- Salmones de Chile

- Asociación de Productores de Huevos (Chile Huevos)
- Cámara de Innovación Farmacéutica (CIF)
- Asociación de Concesionarias
- Cámara Chilena de la Construcción (CChC)
- Empresas Eléctricas A.G.
- Asociación Gremial de Generadores de Chile
- Corporación Chilena de la Madera (CORMA)
- Asociación de Industriales de Valparaíso (ASIVA)
- Consejo Minero
- Sociedad Nacional de Minería (SONAMI)
- Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA)

Los resultados recibidos, que provienen de 65 empresas o filiales de empresas de diversos rubros que se estimó por las características de sus procesos productivos, podrían necesitar el suministro continuo de electricidad, y por lo tanto contar con grupos electrógenos. Un resumen de los resultados se muestra en la tabla siguiente, mientras que el detalle se muestra en el ANEXO 9.

Es importante destacar que, aunque se realizaron importantes esfuerzos por tener una alta tasa de respuesta, esta fue baja en algunos sectores relevantes. Por ejemplo, se puede mencionar que para el segmento “Inmobiliarias/Constructoras” se recibió solo una respuesta, y no se contó con colaboración del sector hotelero, por lo que no se cuenta con la caracterización de GE para este último.

		Generadoras de electricidad	Alimentario	Minera	Concesionarias	Clínicas	Supermercados y retail	Inmobiliarias/ constructoras	Laboratorio/ Químicas
Menor a 75	Cantidad	32	27	87	147	-	69	7	-
	Horas de uso promedio por equipo	223	57	733	582	-	12	242	-
Entre 75 y 375	Cantidad	35	16	76	83	2	269	-	1
	Horas de uso promedio por equipo	38	156	632	118	612	45	-	33
Entre 375 y 560	Cantidad	10	6	16	6	2	45	-	-
	Horas de uso promedio por equipo	74	319	467	68	9	53	-	-
Entre 560 y 1.000	Cantidad	34	6	22	5	-	13	-	-
	Horas de uso promedio por equipo	660	106	60	65	-	2.977	-	-
Entre 1.000 y 3.000	Cantidad	385	-	8	8	-	-	-	-
	Horas de uso promedio por equipo	1.157	-	74	10	-	-	-!	-
Mayor a 3.000	Cantidad	-	-	-	-	-	-	-	-
	Horas de uso promedio por equipo	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 113: Grupos electrógenos operativos en distintos sectores productivos

8. Análisis de tecnologías de abatimiento de emisiones

A través de los últimos años, las actividades de investigación y desarrollo en los motores de combustión interna se han intensificado con el objetivo de optimizar el funcionamiento de estos desde un punto de vista energético, ambiental, confort y seguridad.

Para esto, desde un punto de vista ambiental, se ha desarrollado tecnología que ha buscado reducir las emisiones de contaminantes a partir de la propia operación del motor y por otra parte se ha desarrollado tecnología de post-tratamiento de gases.

Entre las tecnologías operacionales del motor se tiene la incorporación de válvulas múltiples, sincronización variable de válvulas, inyección directa de combustible y motores turboalimentados con geometría variable.

A nivel internacional, se han desarrollado tecnologías de post-tratamiento de gases con el objetivo de cumplir regulaciones ambientales para el monóxido de carbono (CO), óxidos nitrosos (NOx), hidrocarburos no quemados (HC), compuestos orgánicos volátiles (COVs) y material particulado (PM). En la actualidad existen tres tecnologías maduras para el tratamiento de monóxido de carbono, hidrocarburos, partículas y óxidos nitrosos. Estas corresponden a:

- Catalizador de oxidación diésel (DOC)
- Filtro de partículas diésel (DPF)
- Reducción catalítica selectiva (SCR)

Una descripción de cada una de ellas se presenta a continuación.

8.1 Caracterización de la tecnología disponible

8.1.1 Catalizador de Oxidación Diésel (DOC):

El catalizador de oxidación diésel tiene como principal función oxidar las emisiones de CO y HC. Sin embargo, los DOC también desempeñan un papel en la disminución de la masa de las emisiones de partículas diésel al oxidar algunas de los hidrocarburos que son adsorbidos sobre las partículas de carbono.

El monóxido de carbono resulta de la combustión incompleta donde el proceso de oxidación no ocurre completamente y depende en gran medida de la relación o mezcla aire combustible. Una mezcla rica asociada a la deficiencia de aire y concentración de reactantes, todo el carbono no puede oxidarse en CO₂ de manera que ciertas concentraciones de CO están presentes en los productos de combustión.

El DOC es comúnmente una estructura monolítica hecha de cerámica o metal. Además de la estructura soportante, se compone de una mezcla de óxido compuesta de óxido de aluminio (Al₂O₃), óxido de cerio (CeO₂), óxido de zirconio (ZrO₂) y metales nobles catalíticos activos tales como platino (Pt), paladio (Pd), y rodio (Rh).

De acuerdo a la siguiente figura, el CO y los HC son oxidados formándose H₂O y CO₂. Para esto, el requerimiento de O₂ es suplido por el propio O₂ presente en los gases de combustión cuya concentración puede variar entre 2 y 17% en volumen. De esta manera, el O₂ disponible proviene de aquel que no se utilizó en la cámara de combustión del aire y el diésel.

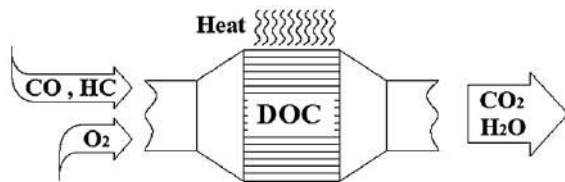
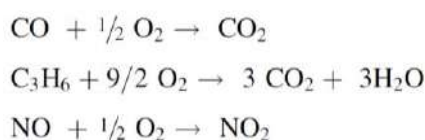


Figura 54: Representación gráfica de catalizador de oxidación diésel²¹⁰

Una tercera función de los DOC's corresponde a la mitigación de óxidos nitrosos. Específicamente estos, juegan un rol muy importante en aquellos motores que tienen equipos de reducción catalítica selectiva SCR y DPF.

Las siguientes reacciones químicas permiten observar que a partir de la oxidación del CO en CO₂ se incrementa el NO₂, y en consecuencia, a mayor NO₂ en las concentraciones de los NOx se incrementa la eficiencia de mitigación tanto del DPF como del SCR.



La temperatura es una de las variables críticas en la eficiencia de los DOC. La eficacia de oxidación del CO y HC en un DOC depende de variables como la temperatura, composición de gases de escape, velocidad de flujo de gases y composición del catalizador.

La temperatura, sobre la cual se da inicio a la actividad catalítica (light-off) es una de las principales variables para seleccionar el DOC. Sin embargo, la eficiencia de conversión, estabilidad térmica y costos son otras de las variables fundamentales.

Operacionalmente, en el proceso de oxidación ocurren reacciones exotérmicas de manera que el DOC libera calor y los gases pueden salir a temperaturas sobre los 90°C por cada 1% de CO que sea abatido²¹⁰.

8.1.2 Filtros de partículas diésel (DPF):

Los filtros de material particulado han sido utilizados desde los años 2000 aproximadamente. Su función principal es remover el material particulado de los gases de escape en motores diésel y su composición puede ser de cordierita (2MgO-2Al₂O₃-5SiO₂) o en su defecto de carburo de silicio (SiC).

De acuerdo a la figura, el material particulado generado por el proceso de combustión del diésel es forzado a pasar a través de las paredes o canales de espesor entre 300 – 400 [mm] que actúan como un filtro mecánico. Asimismo, el hollín es transportado a través de los poros de las paredes donde por difusión son adheridas.

²¹⁰ Ver (Resitoglu et al., 2015) en Anexo bibliográfico digital

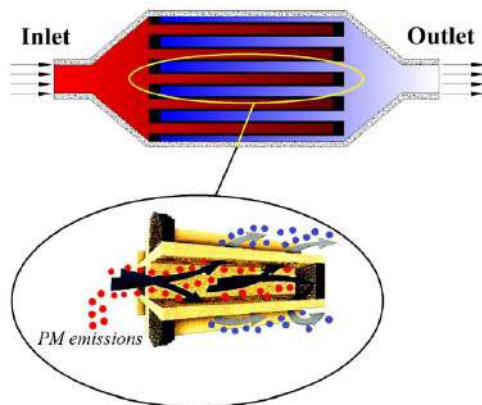


Figura 55: Representación gráfica de filtro de partículas diésel²¹¹

Las paredes del filtro están diseñadas para tener una porosidad óptima, permitiendo que los gases de escape pasen a través de sus paredes sin gran impedimento, siendo suficientemente impermeable para recoger las especies particuladas. A medida que el filtro se satura, se forma una capa de hollín sobre la superficie de las paredes del canal, esto, proporciona una filtración de superficie altamente eficiente.

A medida que los filtros acumulan MP, se acumula una contrapresión que produce efectos negativos en el motor tales como mayor consumo de combustible, falla del motor y aumento de la tensión mecánica en el filtro.

Para prevenir estos efectos, el DPF tiene que regenerarse mediante un proceso activo y/o un proceso pasivo, denominados regeneración activa o regeneración pasiva.

La **regeneración activa** puede ser aplicada de manera periódica al DPF de forma que el hollín sea eliminado a través de una oxidación controlada con O_2 a $550^\circ C$. La energía requerida para realizar la oxidación proviene de fuentes externa donde un calefactor eléctrico o un quemador sobre la base de una llama limpia el DPF. La señal de activación para la limpieza del DPF ocurre cuando la caída de presión alcanza un límite preestablecido. Asimismo, los problemas asociados a la regeneración activa están relacionados a la alta temperatura necesaria y a la gran cantidad de energía requerida para estos fines.

Por su parte la **regeneración pasiva** del DPF se realiza mediante la oxidación del MP a la temperatura de la combustión catalítica de manera que no se utiliza combustible adicional. Para rangos de temperatura entre $200^\circ C$ y $450^\circ C$ pequeñas cantidades de NO_2 promueven de manera continua la oxidación de partículas de carbón por lo cual es la base de la regeneración pasiva (CRT).

En este proceso generalmente se utiliza un filtro de carburo de silicio junto a un DOC de manera que esté aguas arriba del DPF, incrementando la proporción NO_2 a NO y así se provee una oxidación más efectiva con una regeneración pasiva óptima.

²¹¹ Ver (Resitoglu et al., 2015) en Anexo bibliográfico digital

8.1.3 Reducción catalítica selectiva (SCR)

La reducción catalítica selectiva es una tecnología que permite reducir las emisiones de NOx particularmente para motores diésel utilizados en el transporte de carga pesada.

De acuerdo a la Figura 52, en los gases de escape se introduce un producto en base a NH₃ como reductor de manera que se libera agua y N₂ como resultado de la conversión catalítica de NOx en el gas de escape.

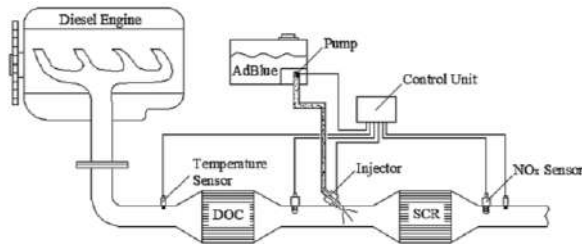
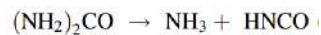


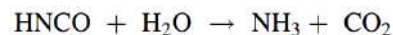
Figura 56: Representación gráfica de sistema integrado de catalizador de oxidación diésel y sistema de reducción catalítico selectivo ²¹²

Debido a los efectos tóxicos del NH₃ y para prevenir su combustión en ambientes cálidos antes de la reacción, el NH₃ se proporciona a partir de una solución acuosa de urea. Esta solución se obtiene mezclando 33% de urea (NH₂)₂CO y 67% de agua pura en masa.

La solución anterior se introduce de manera atomizada en los gases de combustión de manera que como resultado de la vaporización de agua pura, las partículas de urea sólida comienzan a fundirse dando lugar a un proceso de termólisis de acuerdo a la siguiente reacción.

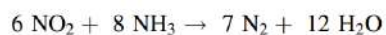
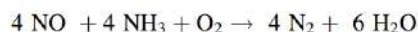


Tanto NH₃ y ácido isocianico son formados por el proceso de termólisis de manera que el NH₃ toma parte en la reacción catalítica del SCR mientras que el ácido isocianico reacciona con agua en un proceso de hidrólisis de acuerdo a la ecuación adjunta.



Como se observa de las reacciones anteriores, tanto la termólisis y la hidrólisis ocurren más rápido que las reacciones en el SCR de manera que dos moléculas de NH₃ son producidas por causa de ambas reacciones. La eficiencia de las reacciones para producir NH₃ de la urea depende fuertemente de la temperatura de los gases de escape. Mientras la temperatura de la urea funde a 133°C, la termólisis comienza a partir de los 143°C.

Posterior a la termólisis e hidrólisis, las reacciones químicas que ocurren en el SCR son las siguientes:



²¹² Ver (Resitoglu et al., 2015) en Anexo bibliográfico digital

Entre los materiales comunes que son utilizados por los sistemas SCR se tienen, $V_2O_5-WO_3/TiO_2$, $Fe-ZSM_5$, $Cu-ZSM_5$ y Ag/Al_2O_3 . Asimismo, los sistemas SCR pueden funcionar entre rangos de temperatura de $200^\circ C$ y $600^\circ C$; las reacciones comienzan generalmente a los $200^\circ C$ y la máxima eficiencia de conversión es obtenida a los $350^\circ C$.

No obstante lo anterior, es sabido que a temperaturas bajo los $200^\circ C$ debido a la descomposición de la solución de urea se puede formar ácido de cianuro, biurea, melanina y amelida, los cuales pueden acumularse en los tubos de escape y conducir a resultados indeseados. Por esta razón, y modo de prevención la inyección de urea atomizada ocurre cuando la temperatura de los gases de escape está por sobre los $200^\circ C$.

Finalmente, para temperaturas por sobre los $600^\circ C$, el NH_3 se quema antes que reaccione con los NO_x de manera que el proceso de abatimiento del NO_x , en estas condiciones, no es efectivo.

9. Análisis de Costos

9.1 Equipos Nuevos

Para equipos de potencias menores a 600 kW, se recopiló información de precios en la web para poder estimar un precio típico. De acuerdo a esta información, la relación entre la potencia aparente del grupo electrógeno y su precio es lineal, como se puede apreciar en la figura a continuación:

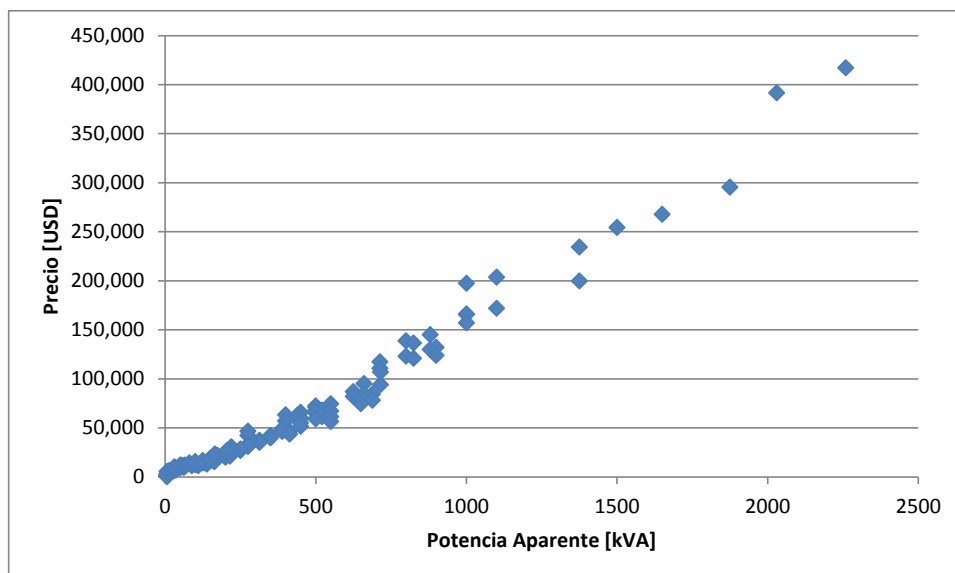


Figura 57 Relación entre la potencia aparente de los grupos electrógenos y su precio de mercado.

En base a lo anterior, se puede deducir un precio unitario promedio para distintos rangos de potencia, como se muestra a continuación:

Rango potencia aparente (Pel)	Precio unitario promedio [USD/kVA]
0 ≤ Pel < 19	353,37
19 ≤ Pel < 37	278,24
37 ≤ Pel < 56	207,37
56 ≤ Pel < 75	169,89
75 ≤ Pel < 130	132,05
130 ≤ Pel < 225	117,08
225 ≤ Pel < 450	125,26
450 ≤ Pel < 560	127,86
Pel ≥ 560	153,42

Tabla 114 Precios para grupos electrógenos. Fuente: www.ventageneradoreselectricos.es

Debe notarse que los precios mencionados en la Tabla 114 anterior son únicamente referenciales, ya que corresponde a equipos integrados, en donde todos los elementos del grupo electrógeno vienen ensamblados por el fabricante. No considera los grupos electrógenos que son armados dentro de Chile, utilizando componentes de diversos orígenes.

También es necesario notar que los precios de la tabla anterior corresponden únicamente al equipo de grupo electrógeno, sin considerar instalación, ingeniería u otras instalaciones necesarias.

Para instalaciones de mayor envergadura, el costo de proyecto puede variar ampliamente entre una instalación y otra. Los factores clave que afectan los costos de la instalación corresponden al costo de los equipos, los plazos del proyecto (proyectos en un corto plazo incrementan los costos) y la ubicación de este. De acuerdo a PB New Zealand²¹³, los grupos electrógenos diesel no presentan las típicas economías de escala. Las unidades pequeñas por lo general cuestan menos por unidad de potencia [USD/kW], que las unidades más grandes, y usualmente están adaptadas para mayores volúmenes de producción.

De acuerdo a PB, el costo capital para proyectos en el rango de 800[kW] – 20[MW] es de 900 [USD/kW], que se distribuyen de acuerdo a lo mostrado a continuación:

²¹³ Thermal power Station Advice – Reciprocating Engines Study

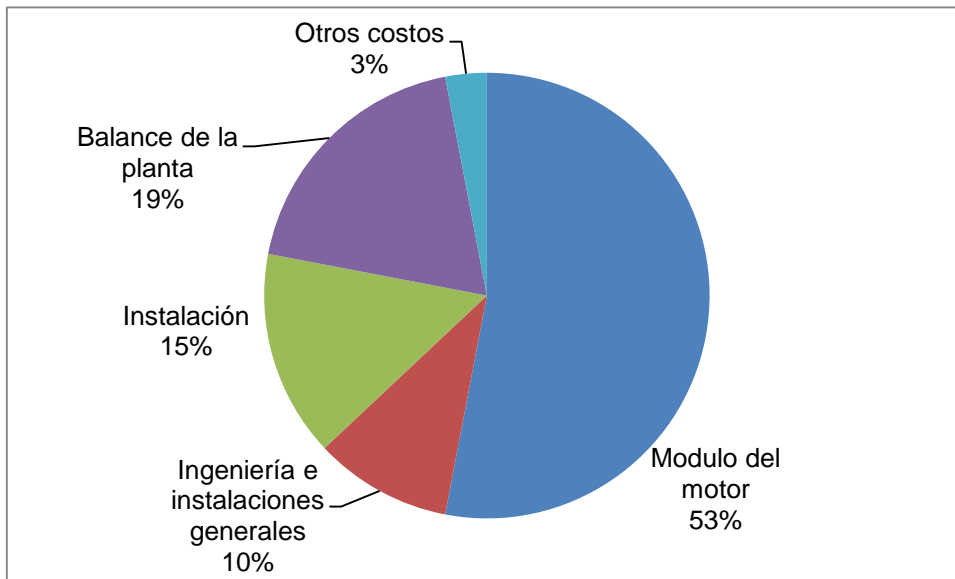


Figura 58 Desglose de costos para el costo de inversión de un proyecto de grupo electrógeno.

9.2 Sistemas de control de emisiones

El análisis de costos corresponde a sistemas de post-tratamientos de emisiones de gases para motores de combustión interna utilizados en GE. Estos corresponden a sistemas de mitigación de óxidos nitrosos (NOx) utilizando sistemas de reducción catalítica selectiva SCR, catalizadores de oxidación DOC y filtros de material particulado DPF.

El estudio incluye los costos de capital, costos anuales de operación y costos por toneladas de contaminante removido en el año. Para esto se toma como referencia los estudios de la EPA²¹⁴.

En relación a los costos de capital, estos corresponden a la suma de los costos del equipo, costos directos de instalación, costos indirectos y costos de contingencia. Por su parte, en los costos anuales se incluyen:

- Costos de operación directos tales como materiales, obra de mano de mantenimiento, operación y repuestos.
- Costos de operación indirectos tales como cargos de recuperación de capital, administración general y overhead. Particularmente, los costos de recuperación de capital asumen una vida útil de 15 años y un 7% de tasa de interés.

En relación a los costos de remoción de contaminantes por tonelada, estos se calculan para cada técnica de control dividiendo el costo total anual por las toneladas removidas. En consecuencia, para calcular los costos de remoción se utilizan los factores de emisión de los motores diésel estacionarios establecidos por la EPA.

²¹⁴ Ver EPA_452_B-02-001 en anexo bibliográfico digital.

Adicionalmente, las correlaciones de costos estimados han sido obtenidas con valores actualizados hasta el 2008 y la serie de rangos de motores analizados se encuentran entre 50 – 100 [HP], 175 – 300 [HP], 600 -750 [HP] y entre 750 – 1000 [HP].

9.2.1 Costos de sistema de reducción selectiva catalítica SCR

A continuación se detallan los distintos costos:

- **Costos de Capital:** Los costos han sido obtenidos a partir de la información entregada por Miratech y Caterpillar de forma que los costos de capital son estimados de 98 [US\$/HP]. En ellos se incluye el catalizador, cubierta, fitting, ductos del reactor así como el sistema de inyección de urea con sus respectivos controles e ingeniería de instalación.
- **Costos Operacionales Anuales:** El valor estimado corresponde a 40 [US\$/HP] sobre la base de 1000 horas de operación por año. Asimismo, en estos costos se incluyen labores de mantenimiento y operación debido a la inyección de urea, incremento del consumo específico del combustible, limpieza del catalizador y recuperación del capital.
- **Costos por Tonelada de NOx Removido:** Considerando que los proveedores de esta tecnología establecen que la eficiencia de mitigación es de 90% para motores diésel, los valores son estimados a partir de los respectivos Tier. De esta manera, en la siguiente tabla se muestran los costos [US\$/Ton] de NOx removidos para los diferentes rangos de potencia analizados.

Rango de potencia [HP] (kWh)	Normativa	Emisiones no controladas de NOX ([Ton/año])	Costo promedio del capital [USD\$]	Costo promedio anualizado [\$/año]	Costo por Ton de NOx removida [USD\$/Ton]
50 – 100 (37,285 – 74,57, promedio: 55,928)	Tier 0 (pre 1998)	0,570	7.350	3.000	5.848
	Tier 1 (1998-2003)	0,463			7.199
	Tier 2 (2004 – 2007)	0,389			8.569
	Tier 3 (2008 – 2011)	0,248			13.441
175 – 300 (130,497 – 223,71, promedio: 177,477)	Tier 0 (pre 1996)	2,20	23.324	9.520	4.808
	Tier 1 (1996 - 2002)	1,46			7.245
	Tier 2 (2003 – 2005)	1,05			10.074
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,656			16.125
600 – 750 (447,42 – 559,275, promedio: 503,347)	Tier 0 (pre 1996)	6,24	66.150	27.000	4.808
	Tier 1 (1996 - 2001)	4,33			6.928
	Tier 2 (2002 – 2005)	3,05			9.836
	Tier 3 (2006 – 2010)	1,86			16.129
>750 (559,275, promedio: 745,7)	Tier 0 (pre 1996)	9,25	98.000	40.000	4.805
	Tier 1 (1996 - 2001)	6,40			6.944
	Tier 2 (2002 – 2005)	4,52			9.833
	Tier 3 (2006 – 2010)	2,76			16.103

Tabla 115: Resumen de costos de remoción de NOx por toneladas anuales²¹⁵

Nota: Los costos son expresados en dólares de 2005.

Los costos por tonelada son calculados asumiendo un 90% de reducción de NOx en el SCR.

²¹⁵ Fuente: Final Report; Alternative Control Techniques Document: Stationary Diesel Engines, Energy Strategies Group U.S. Environmental Protection Agency (EPA) Office of Air Quality Planning and Standards Sector Policies and Programs Division, Research Triangle Park, NC 27711. 5 de Marzo 2010.

9.2.2 Costos de sistema DPF

A continuación se detallan los distintos costos:

- **Costos de Capital:** Los costos de capital del sistema de mitigación de material particulado DPF han sido desarrollado por la RICE NESHAP²¹⁶ donde se utilizó un estudio que proporcionó los datos de costo promedio de equipos de retrofits en motores diésel estacionario en rangos que van desde 40 [HP] a 1000 [HP].

La regresión lineal es:

$$Y=63,4 (x) +5699$$

Donde x corresponde al tamaño del motor en HP e Y es el costo del capital para el DPF, en dólares.

Costos Anuales de Operación: El mismo estudio anterior, provee los costos anuales para el retrofit de un DPF para motores diésel estacionarios. Estos costos fueron calculados para rangos de motores entre 40 [HP] y 1400 [HP] asumiendo una vida útil de 10 años. De esta manera la relación lineal es:

$$Y=11,6*(x)+1414$$

- **Costos por Tonelada de Material Particulado Removido:** Al igual que el caso de los óxidos nitrosos, la tecnología de los DPF establece eficiencias de mitigación del 90% de modo que la siguiente tabla reporta los costos por tonelada de material particulado para diferentes Tier.

Rango de potencia [HP] (kWh)	Normativa	Emisiones no controladas de NOX ([Ton/año])	Costo promedio del capital [USD\$]	Costo promedio anualizado [\$/año]	Costo por Ton de NOx removida [USD\$/Ton]
50 – 100 (37,285 – 74,57, promedio: 55,928)	Tier 0 (pre 1998)	0,0597	10.454	2.284	42.509
	Tier 1 (1998-2003)	0,0391			64.905
	Tier 2 (2004 – 2007)	0,0198			128.171
	Tier 3 (2008 – 2011)	0,0248			102.330
175 – 300 (130,497 – 223,71, promedio: 177,477)	Tier 0 (pre 1996)	0,105	20.788	4.175	44.180
	Tier 1 (1996 - 2002)	0,0661			70.180
	Tier 2 (2003 – 2005)	0,0345			134.461
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,0394			117.738
600 – 750 (447,42 – 559,275, promedio: 503,347)	Tier 0 (pre 1996)	0,299	48.494	9.244	34.352
	Tier 1 (1996 - 2001)	0,164			62.629
	Tier 2 (2002 – 2005)	0,0979			104.914
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,112			91.706
>750 (559,275, promedio: 745,7)	Tier 0 (pre 1996)	0,443	69.099	13.014	32.641
	Tier 1 (1996 - 2001)	0,243			59.506
	Tier 2 (2002 – 2005)	0,145			99.724
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,166			87.108

²¹⁶ Memorandum from Bradley Nelson, EC/R to Melanie King, EPA OAQPS/SPPD/ESG, Control Costs for Existing Stationary CI RICE, December 29, 2010.

Tabla 116: Resumen de costos de remoción de MP por toneladas anuales²¹⁷

Nota: Los costos son expresados en dólares de 2008.

Los costos por tonelada son calculados asumiendo un 90% de reducción de MP en el DPF.

9.2.3 Costos de sistema DOC

A continuación se detallan los distintos costos:

- **Costos de Capital:** Los costos de capital han considerados controles de tecnología del CO para rangos de potencia de motores entre 40 [HP] hasta 1400 [HP]. La regresión lineal para este caso es:

$$Y=27,4(x)-939$$

- **Costos anuales de operación:** Al igual que los casos anteriores se considera una vida útil del DOC de 10 años de manera que las estimaciones de costos corresponden a:

$$Y=4,99(x)+480$$

- **Costos por Tonelada de CO Removidos:** En general cuando se estiman estos costos se utiliza una eficiencia de mitigación de 90% para el CO y los hidrocarburos totales THC. Asimismo, como estos catalizadores DOC normalmente se instalan antes del DPF, se considera que también contribuyen de manera indirecta a mitigar material particulado en un 30%. Los costos específicos para la mitigación de toneladas de CO son los siguientes.

Rango de potencia [HP] (kWh)	Normativa	Emisiones no controladas de NOX ([Ton/año])	Costo promedio del capital [USD\$]	Costo promedio anualizado [\$/año]	Costo por Ton de NOx removida [USD\$/Ton]
50 – 100 (37,285 – 74,57, promedio: 55,928)	Tier 0 (pre 1998)	0,289	1.116	854	3.283
	Tier 1 (1998-2003)	0,196			4.841
	Tier 2 (2004 – 2007)	0,196			4.841
	Tier 3 (2008 – 2011)	0,196			4.841
175 – 300 (130,497 – 223,71, promedio: 177,477)	Tier 0 (pre 1996)	0,708	5.582	1.668	2.618
	Tier 1 (1996 - 2002)	0,196			9.456
	Tier 2 (2003 – 2005)	0,196			9.456
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,196			9.456
600 – 750 (447,42 – 559,275, promedio: 503,347)	Tier 0 (pre 1996)	2,01	17.556	3.848	2.127
	Tier 1 (1996 - 2001)	0,988			4.327
	Tier 2 (2002 – 2005)	0,988			4.327
	Tier 3 (2006 – 2010)	0,988			4.327
>750 (559,275, promedio: 745,7)	Tier 0 (pre 1996)	2,98	26.461	5.470	2.040
	Tier 1 (1996 - 2001)	1,47			4.135
	Tier 2 (2002 – 2005)	1,47			4.135
	Tier 3 (2006 – 2010)	1,47			4.135

Tabla 117: Resumen de costos de remoción de CO por toneladas anuales²¹⁸

²¹⁷ Fuente: Final Report; Alternative Control Techniques Document: Stationary Diesel Engines, Energy Strategies Group U.S. Environmental Protection Agency (EPA) Office of Air Quality Planning and Standards Sector Policies and Programs Division, Research Triangle Park, NC 27711. 5 de Marzo 2010.

²¹⁸ Fuente: Final Report; Alternative Control Techniques Document: Stationary Diesel Engines, Energy Strategies Group U.S. Environmental Protection Agency (EPA) Office of Air Quality Planning and Standards Sector Policies and Programs Division, Research Triangle Park, NC 27711. 5 de Marzo 2010.

Nota: Los costos son expresados en dólares de 2008.

Los costos por tonelada son calculados asumiendo un 90% de reducción de CO en el DOC.

9.3 Costos de los ensayos

El costo de los ensayos dependerá de la demanda proyectada y del costo de inversión del equipamiento para la realización de los ensayos, además de las horas hombre para la realización del ensayo. Cabe destacar que la instrumentación es similar para casos in situ y en laboratorio, siendo la diferencia entre ambos, de procedimientos.

La inversión se muestra en la tabla siguiente:

Ítem	Descripción	Costos (\$)
Infraestructura física	250 m ² (20 UF/m ²) (No incluye terreno – incluye remodelación con luz, agua y puestos con internet)	131.121.500
Instrumentación Para ISO 8178 -1	Sensor rpm (exactitud 0,5% de máximo)	231.000
	Transductor de torque de motor (exactitud 1% máx.)	2.118.285
	Medidor de potencia activa (exactitud 0,5% de máximo)	4.500.000
	Transductor de presión y temperatura (Exactitud 1% de máx.)	216.905
	Medidor de presión atmosférica (Exactitud 50 Pa)	586.105
	Medidor de presión atmosférica (Exactitud 250 Pa)	586.105
	Sensor de temperatura con 8 canales	841.460
	Sensor punto de rocío (Exactitud 0,25K)	383.045
	Medidor flujo Coriolis (Exactitud 1,5% de máx.)	5.000.000
	Medidor salida dilución total (Exactitud 1,5% de máximo)	1.800.000
	Medidor de dilución de aire entrada, salida y muestra (Exactitud 1,5% de máximo)	5.400.000
	Intercambiador de calor antes entrada medidor de dilución total	1.500.000
	Analizador de gases continuo Horiba (CO – CO2) NOx – SO2	51.120.000
	Analizador gases Batch	8.000.000
	Balanza gravimétrica	2.500.000
	Dinamómetro 2000 HP	71.000.000
	Muestreado Isocinético	13.000.000
	Material calibración gases	5.000.000
	Insumos sistema ventilación	10.000.000
Otros	15.000.000	
RESUMEN COSTOS		
Infraestructura física		\$ 131.121.500
Instrumentos		\$ 198.782.905
TOTAL		\$ 329.904.405

Tabla 118. Costos de implementación de un laboratorio de ensayo

Sobre el recurso humano para la realización de un ensayo, se considera que, entre montaje, ensayos propiamente tal y desmontaje se requieren de 3 días, considerando 24 horas por persona. Deben trabajar 2 personas + 1 jefe de laboratorio. El costo de los dos técnicos [\$/h] 11.000, con lo que el costo asciende a \$ 528.000 en obra de mano técnica.

Es importante destacar que la estimación de los costos se ha realizado a partir de los requerimientos de la normativa ISO 8178-2. Específicamente se han estimado los costos asociados a cada equipo y/o instrumento que establece la norma y se ha incluido un espacio físico para efectos de mantenimiento del instrumental. Entre los elementos incorporados, estos corresponden al sistema de medición de flujo de gases, medición de material particulado, concentración de emisiones gaseosas, mediciones de torque y sistemas básicos de adquisición de datos.

En el análisis económico no se consideró una automatización integral de la medición ya que la normativa no lo exige. Por otra parte, la medición, de acuerdo a la realidad internacional, se considera que será mediante un laboratorio móvil donde se incorporarán los respectivos equipos de medición incluyendo los respectivos sistemas de dilución.

En la siguiente tabla se muestran diferentes laboratorios internacionales que consideran laboratorios móviles.

Laboratorio	Página web	Sede
ERTHWKRS (laboratorio móvil) 40CFR Part 63 subpart zzzz	http://erthwrks.com/pipeline-industry/	Estados Unidos
Air Hygiene Inc. (laboratorio móvil)	http://www.airhygiene.com/members/memberfiles/Engine%20Brochure-2012-1.pdf	Estados Unidos
Encino Environmental Services, LLC	http://www.encinoenviron.com/	Estados Unidos
DeNovo	http://www.denovogt.com/engines-and-turbines/	Estados Unidos
Olson Ecologic	http://www.ecologiclabs.com/heavy-duty-testing	Estados Unidos
Intertek Carnot Emissions Service	https://www.cpsc.gov/s3fs-public/pdfs/intertek2010.pdf	Estados Unidos
STT Emtec Engine Laboratory (Ensayos de laboratorio banco de prueba)	http://www.sttemtec.com/1.0.1.0/57/Engine_laboratory.pdf	Suecia
Proventia	https://www.proventia.com/testing/test_units	Finlandia

Tabla 119: Ejemplos de laboratorios que ofrecen ensayos in situ

9.4 Costos de chatarrización

Se estima que los costos de chatarrización son nulos, ya que existen empresas a dispuestas a realizar el retiro a costo 0, independiente de la potencia y de la normativa.

10. Análisis de los mecanismos de incentivo para reemplazar o reacondicionar grupos electrógenos

A nivel internacional existen instrumentos orientados a realizar recambio o mejoramiento tecnológico orientado a la reducción de emisiones. A continuación se describen algunos ejemplos, que pueden entregar orientaciones para la implementación de un mecanismo de incentivo para el mejoramiento de los GE-en Chile.

El análisis se estructura caracterizando incentivos de distintas economías, para luego entregar un análisis de los beneficios económicos de reciclar los materiales constitutivos de un grupo electrógeno, pensando en un potencial programa de recambio y chatarrización de equipos.

10.1 Incentivos económicos disponibles en Estados Unidos

En Estados Unidos el Clean Air Act establece las bases para el mejoramiento de la calidad de aire. Esta ley impone la obligación de que los estados a adoptar planes para mantener la calidad del aire cumpliendo con la normativa afín.

A continuación se describen incentivos económicos disponibles a nivel nacional para cumplir con los objetivos e imposiciones del Clean Air Act.

10.1.1 Congestion Mitigation and Air Quality Improvement (CMAQ)

Como respuesta a las amendas de 1990 al *Clean Air Act*, en 1991 el Congreso de los Estados Unidos aprobó el *Intermodal Surface Transportation Efficiency Act* (ISTEA), orientado a abordar la problemática del transporte de una manera global, considerando que se trata de un sistema multimodal. En este contexto, se implementó el CMAQ, administrado por la *Federal Highway Administration* (FHWA), que entregó una plataforma de soporte para proyectos de transporte, entre los cuales se incluye el programa *Congestion Mitigation and Air Quality Improvement* (CMAQ), que fue implementado para apoyar proyectos en transporte de superficie y otros esfuerzos relacionados al mejoramiento de la calidad del aire y descongestionar las vías.

CMAQ entregó desde su concepción en 1992, más de \$30 billones de dólares para financiar sobre 30.000 proyectos ambientales relacionados al transporte. Los fondos no financiaban la totalidad del proyecto, por lo que debían considerarse aportes locales.

El sustento legal del programa se encuentra en el Código de Estados Unidos, *23 U.S. Code § 149 - Congestion mitigation and air quality improvement program*²¹⁹, donde se indican los elementos relevantes siguientes:

- **Aporte de CMAQ:** La participación federal de los proyectos del CMAQ en general fue del 80%, aunque con el Energy Independence and Security Act se permitió una participación del 100%, en pocos proyectos cuidadosamente seleccionados²²⁰
- **Proyectos elegibles:** En general, los proyectos elegibles se establecen en la letra b de la citada parte del Código, donde se indica que el Estado puede destinar los fondos solo a proyectos o programas de transporte, si estos son para áreas en el Estado que son o fueron designadas como con *falta de observancia* (*nonattainment areas*²²¹) para ozono, CO o MP, y:
 - El desarrollo del programa contribuye al cumplimiento de una norma ambiental, o a la mantención de la calidad del aire en un área de mantenimiento.
 - Un alto nivel de efectividad en reducir la contaminación en proyectos o programas para los que se cuente con la suficiente información para determinar la eficacia.
 - El proyecto o programa es incluido en el plan de implementación del Estado y ha sido aprobado conforme al Clean Air Act. Además, genera beneficios en la calidad del aire.
 - Se verifica que el programa puede contribuir a disminuir los kilómetros recorridos, o el consumo de combustible de los vehículos, u otros factores relacionados.

²¹⁹ Ver (23 U.S. Code - 149) en anexo bibliográfico digital.

²²⁰ Ver (CMAQ, 2013), letra F, en anexo bibliográfico digital.

²²¹ Las áreas con falta de observancia se definen como aquellas donde la calidad del aire no alcanza un estándar federal de calidad del aire. Luego de ser intervenida, un área con falta de observancia alcanza y mantiene la calidad del aire (según National Ambient Air Quality Standards (NAAQS)) debe contar con planes de mantención de la calidad del aire para ser consideradas como en cumplimiento. Ver (Nonattainment & Maintenance Areas) y (Maintenance Areas) en anexo bibliográfico digital.

- Se verifica que la construcción de infraestructura (establecimiento y/u operación de monitoreo de tráfico, paradas de camiones avanzadas, sistemas de electrificación, entre otros) contribuye al mejoramiento de la calidad del aire.
- El proyecto o programa mejora el flujo de tránsito.
- El proyecto incluye la compra de un equipo de comunicación integrado e interoperable.
- El proyecto traslada demanda de tráfico a horas no punta o a otros modos de transporte, incrementando la tasa de ocupación de vehículos.
- El proyecto es para el mejoramiento de motores diésel de vehículos, o considera la instalación de tecnología de control de emisiones en equipos diésel fuera de ruta o de ruta que son operados en un proyecto de construcción en zonas con *falta de observancia* o de mantención
- Proyectos de uso de combustibles alternativos para vehículos privados o de transporte puede incluir el costo de la infraestructura de reabastecimiento de vehículos, o puede incluir solo el costo incremental de un vehículo con combustible alternativo, en comparación con un vehículo que usa combustibles tradicionales, los que de otro modo serían asumidos por un privado.

Se excluyen como proyectos elegibles aquellos que generan infraestructura destinada a vehículos con un solo ocupante.

En caso que un Estado no tenga o no haya tenido áreas con falta de observancia, puede destinar los fondos en cualquier programa o proyecto que resulte elegible.

- **Requerimientos de planificación:** La programación debe ser consistente con las secciones relacionadas a la planificación del transporte metropolitano²²², y del transporte estatal no metropolitano²²³.
- **Asociación con organizaciones no gubernamentales:** Una organización de planificación metropolitana, departamento de transporte estatal u otro patrocinador de proyectos pueden concertar un acuerdo con cualquier entidad pública, privada o sin fines de lucro para implementar cooperativamente cualquier proyecto realizado bajo CMAQ. La participación puede darse bajo el aporte de infraestructura, compartir costos, desarrollo de actividades de administración, u otro aprobado por la autoridad.
- **Guía de costo efectividad en la reducción de emisiones:** Se publicará un listado de tecnologías de mejoramiento diésel (reemplazo, repotenciamiento, reconstrucción, post tratamiento u otra tecnología), entregando información de costo efectividad y eficiencia en la reducción de emisiones.
- **Evaluación de proyectos:** Se mantendrá y difundirá una bases de datos acumulativa de proyectos, lo que incluye: nombre, ubicación, costo, y si esto se mide, la costo-eficiencia basada en la reducción de la congestión y de las emisiones. La información debe ser actualizada periódicamente.

²²² Ver (23 U.S. Code - 134) en anexo bibliográfico digital.

²²³ Ver (23 U.S. Code - 135) en anexo bibliográfico digital.

- **Desempeño del programa:** Cada organización de planificación metropolitana que sirva a un área de manejo de transporte con una población sobre el millón de personas, con áreas con *falta de observancia* o de *mantenimiento* debe desarrollar un plan que incluya:
 - Línea base de congestión y emisiones de fuentes móviles de las zonas con *falta de observancia* o de *mantenimiento*.
 - Descripción del proceso hecho en alcanzar las metas de desempeño.
 - Descripción de los proyectos financiados y como esos proyectos contribuyen en alcanzar las metas de reducción de emisiones y de congestión.
- **Actualización de los planes:** Los planes deben ser actualizados cada 2 años, y debe incluirse un reporte de evaluación del progreso del programa o proyectos contenidos en el plan anterior.

Actualmente CMAQ ha sido extendido por Fixing America's Surface Transportation Act (FAST Act), que provee financiamiento a gobiernos estatales y locales para el desarrollo de proyectos alineados con Clean Air Act, orientados a mejorar el transporte de superficie.

FAST Act fue aprobado en diciembre de 2015 y autorizó el desembolso de USD\$305 billones para los años 2016 a 2020, y se orienta a asegurar un financiamiento de largo plazo para el desarrollo de proyectos.²²⁴

Como ejemplos de proyectos financiados por CMAQ se pueden mencionar los que se muestran en la tabla siguiente.

Proyecto	Tipo	Monto	Número de vehículos	Reducciones esperadas	Mejoras introducidas
Reducción de emisiones de los ferris de Nueva York	Fuera de ruta - Ferri	CMAQ: 1,8 MMUSD FTA ²²⁵ : 4,8 MMUSD	42	NOx: 360 [Ton/año] = 36% de reducción. MP: 11 [Ton/año] = 49% de reducción.	Repotenciamiento, SCR, inyección de agua, oxidadores catalíticos y cama de carbono fijo
Mejoramiento de motores de buses, Richmond	De ruta - autobuses	CMAQ: 0,3 MMUSD	27	NOx: 2,7 [kg/día] COV: 1,9 [kg/día]	Reconstrucción o reemplazo de motores.
Tránsito de Connecticut, División Stamford	De ruta- autobuses	0,2 MMUSD	34	Sin información	Filtro de partículas (DPF)
Programa de monitoreo de emisiones y reacondicionamiento de locomotoras	Fuera de ruta - Locomotora	CMAQ: 1 MMUSD	23	NOx: 56,2 [Ton/año] = 36% de reducción. MP: 2,2 [Ton/año] = 49% de reducción.	Unidades de potencia auxiliar (basado en la minimización de tecnología ociosa) y oxidadores catalíticos

Tabla 120: Proyectos financiados por CMAQ²²⁶

²²⁴ Ver (FAST Act - FHWA) en anexo bibliográfico digital.

²²⁵ Administración Federal de Tránsito, Federal Transit Administration.

10.1.2 Diesel Emissions Reduction Act (DERA)

El Diesel Emissions Reduction Act (DERA) se orienta a reducir las emisiones de los motores diésel existentes en el país, considerando que su extensa vida útil (30 años) muchos de los que se encuentran en operación no observan las rigurosas regulaciones actuales.

En el Energy Policy Act de 2005²²⁷, se estableció la base legal para la entrega de incentivos económicos para el mejoramiento de los motores diésel operativos en Estados Unidos. Se aprobaron USD\$ 200 millones para los años fiscales desde el 2007 al 2011.

Específicamente, en la sección 792 se establece que el Administrador de la EPA debe destinar el **70%** de los fondos disponibles en un año fiscal, para entregar subsidios y préstamos revolventes de bajo costo²²⁸ en una base competitiva, a entidades elegibles, para alcanzar reducciones de contaminantes atmosféricos asociados al diésel significativas, en términos de toneladas de contaminantes o exposición a emisiones. Los **fondos recibidos pueden ser gastados** en:

- Reacondicionamiento tecnológico para buses, camiones medias o pesados, motores marítimos, locomotoras, máquinas móviles no de carretera (o fuera de ruta) utilizadas en construcción, manejo de carga, agricultura, minería, o producción de energía.
- Programas o proyectos para reducir el tiempo ocioso utilizando tecnología autorizada.

Para **recibir fondos** una entidad elegible²²⁹ debe hacer llegar al Administrador de la EPA una aplicación que incluya: i) la una descripción de la calidad del aire en la zona servida por dicha entidad, ii) la cantidad de contaminación producida por las flotas diésel en la zona, iii) una descripción del proyecto que incluya la tecnología utilizada y las medidas por las cuales serán alcanzadas las reducciones significativas, iv) evaluación de los beneficios cuantificables y no cuantificables, v) estimación de costos del proyecto, vi) antigüedad y vida útil esperada de los equipos de control utilizados, vii) descripción de la calidad del diésel disponible en la zona servida por la entidad elegible, incluyendo el contenido de azufre, y viii) disposiciones para el monitoreo y la verificación del proyecto.

La **asignación de fondos** debe considerar una priorización que considere:

- Maximización de los beneficios a la salud pública,
- Costo efectividad,
- Áreas servidas:
 - Con alta densidad poblacional,
 - Con pobre calidad del aire, lo que incluye áreas con *falta de observancia* o de *mantención*, áreas federales clase 1²³⁰ o áreas con problemas de contaminantes tóxicos del aire.

²²⁶ Ver (DFT, 2007), capítulo VII en anexo bibliográfico digital.

²²⁷ Ver (Energy Policy Act, 2005) subtítulo G, en anexo bibliográfico digital.

²²⁸ Low-cost revolving loans, crédito que no tiene un número fijo de cuotas.

²²⁹ Se refiere a una agencia estatal, local o tribal, o autoridad portuaria con jurisdicción en transporte o calidad del aire, o a instituciones u organizaciones sin fines de lucro que: a) Representa o proporciona servicios de reducción de la contaminación o educativos a personas u organizaciones que poseen u operan flotas de diésel; o b) tienen como propósito principal la promoción del transporte o la calidad del aire.

²³⁰ Incluye parques nacionales, áreas silvestres y monumentos nacionales. Ver (Federal Class 1 Areas) en anexo bibliográfico digital.

- Que reciban una cantidad desproporcionada de contaminación atmosférica desde flotas diésel, incluyendo paradas de camiones, puertos, vías de ferrocarril, terminales y centros de distribución.
- Que tengan un proceso colaborativo multisectorial, basado en la comunidad, orientado a reducir emisiones tóxicas.
- Incluye tecnología aceptada²³¹ con una larga vida útil.
- Maximiza la vida útil de tecnología aceptada.
- Disminuye el uso de diésel.
- Usa diésel con un contenido de azufre menor o igual a 15 [ppm].

El restante **30%** se destina a apoyar programas de subsidio y crédito administrados por los Estados, los que se asignan según la cantidad de estados postulantes y/o la población de los mismos. Los resultados de la acción de los Estados deben ser reportados al Congreso.

Posteriormente, en 2011 el *Diesel Emissions Reduction Act* de 2010²³², que extiende el instrumento hasta el 2016, introduce los cambios siguientes:

- Amplía las entidades elegibles, incorporando aquellas entidades o individuos privados que como propietarios de vehículos diésel mantengan un contrato o licencia con entidades elegibles, y cumpla con los requisitos que el Administrador de la EPA pueda establecer para el uso del o los vehículos.
- Incorpora a los reembolsos como parte de los incentivos.
- Reduce de 10% a 5% lo que es posible destinar a tecnologías emergentes.
- Se impone la obligación al Administrador de la EPA, a establecer un procedimiento expedito para la postulación a fondos, evitando duplicar requerimientos.
- Se incluyen las escuelas y lugares de construcción que reciben una cantidad desproporcionada de contaminación atmosférica desde flotas diésel, entre las áreas servidas.
- Se reduce el monto del fondo a la mitad (se rebaja de 200 a 100 millones de dólares), y se limita a 1% la parte de los fondos que puede destinarse a administración y supervisión.

Sobre ejemplos de proyectos que han sido financiados por DERA, se pueden mencionar los que se muestran en la tabla siguiente, que corresponden al Estado de Iowa:

Plazos	Adjudicatario	Descripción	Monto [USD]
16/12/2015 a 25/09/2016	Ciudad de West Des Moines	Compra de 1 bus híbrido y reemplazo de 3 buses diésel	125.500
16/12/2015 a 25/09/2016	Condado de Plymouth	Compra de 1 bus híbrido y reemplazo de 3 buses diésel	55.000
01/12/2014 a 25/09/2015	Ciudad de Dubuque	Pre ensayo y preparación, 4 catalizadores de oxidación y reacondicionamiento del cárter	14.374

²³¹ Incluye: configuración de motores certificada (nueva, reconstruida o remanufacturada), tecnología emergente o tecnología verificada. Ver (Energy Policy Act, 2005) subtítulo G sección 791, en anexo bibliográfico digital.

²³² Ver (DERA 2010) en anexo bibliográfico digital.

Plazos	Adjudicatario	Descripción	Monto [USD]
21/11/2012 15/04/2014	a Ciudad de Muscatine	Pre ensayo y preparación, reacondicionamiento de 7 sistemas de ventilación del cárter, 6 catalizadores de oxidación y reemplazo de 2 buses escolares	194.159
01/03/2012 1/10/2012	a 7 escuelas del Distrito de Iowa	Reacondicionamiento de: 18 sistemas de ventilación del cárter, 12 catalizadores de oxidación. Reemplazo de 7 buses escolares.	286.828
15/12/2010 15/11/2011	a 7 escuelas del Distrito de Iowa	Reacondicionamiento de: 35 sistemas de ventilación del cárter, 34 catalizadores de oxidación. Reemplazo de 7 buses escolares.	313.986
25/05/2009 30/09/2010	a Clinton C.S.D.	Compra de 1 bus híbrido y reemplazo de 3 buses diésel	412.220

Tabla 121: Ejemplos de proyectos financiados por DERA²³³

10.1.3 Environmental Quality Incentives Program (EQIP)

La base legal del Environmental Quality Incentives Program (EQIP) se encuentra en el Código de Regulación de Estados Unidos, título 16, capítulo 58, subcapítulo IV, parte IV²³⁴. Su propósito se establece en § 3839aa como un programa que promueve la producción agrícola, el manejo de bosques y la calidad ambiental como metas compatibles con la explotación comercial de los recursos. Provee asistencia técnica y financiera a productores agrícolas para planificar e implementar prácticas de conservación que mejoren el suelo, el agua, las plantas, los animales y las tierras forestales. Complementariamente, puede apoyar a los productores a cumplir con las regulaciones ambientales federales, estatales, tribales y locales.²³⁵

En § 3839aa-2²³⁶ se establece que durante el periodo comprendido entre **2002 y 2018** la Secretaría de Agricultura debe entregar los pagos a los productores que sean beneficiados por el programa. Complementariamente, se fijan limitaciones en las cantidades de pago:

- 75% de los costos asociados con la planificación, diseño, materiales, equipos, instalación, trabajo, administración, mantenimiento o entrenamiento,
- 100% de los ingresos perdidos por el productor.

Respecto a la **asignación de fondos**, se establece que no pueden superar los USD 20.000 en un año, o el acumulado de USD 80.000 durante 6 años. Además, una persona natural o jurídica no puede recibir, directa o indirectamente, recibir fondos del programa que de manera agregada para todos los contratos excedan los USD 450.000 entre 2014 y 2018.

Luego, en § 3839aa-3²³⁷ se establecen los **criterios de evaluación** donde se especifica que se priorizarán las postulaciones basadas en:

²³³ Ver (DERA Iowa) en anexo bibliográfico digital.

²³⁴ En (16 U.S. - 3839aa) del anexo bibliográfico digital se pueden encontrar el propósito del incentivo.

²³⁵ Ver (EQIP) en anexo bibliográfico digital.

²³⁶ Ver (16 U.S. - 3839aa-2) en anexo bibliográfico digital.

²³⁷ Ver (16 U.S. - 3839aa-3) en anexo bibliográfico digital.

- El nivel global de costo efectividad para asegurar que las prácticas de conservación y los enfoques propuestos son los medios más eficientes para alcanzar beneficios de conservación anticipadamente,
- La eficacia y exhaustividad del proyecto en abordar las preocupaciones de recursos asignados,
- El mejor ajuste a los objetivos del programa,
- El mejoramiento de las prácticas o sistemas de conservación vigentes a la fecha de adjudicación de los fondos.

Los Estados ofrecen una variedad de oportunidades de financiamiento, a las que pueden optar productores locales. Estas se muestran en la tabla siguiente.

Programa	Descripción
Iniciativa de Calidad del Aire	Entrega asistencia financiera para implementar prácticas aprobadas en regiones designadas anualmente, orientadas a abordar problemáticas relativas a la calidad del aire en zonas agrícolas, como emisiones de gases de efecto invernadero, partículas y gases contaminantes.
Iniciativa Energía en la Granja	Habilita a los productores agrícolas a identificar maneras de ahorrar energía en la granja través del desarrollo de Planes de Manejo Energético en la Agricultura (Agricultural Energy Management Plans, AgEMPs), proveyendo asistencia financiera para implementar prácticas de conservación recomendadas.
Iniciativa Orgánica	Entrega asistencia financiera para ayudar a implementar prácticas de conservación para productores orgánicos y los que están migrando a ser orgánicos. Apoya en el cumplimiento de estándares del programa Orgánico Nacional.
Sistema de túneles altos	Apoya a los productores a extender la temporada de crecimiento de cultivos de alto valor de una manera ambientalmente segura.
Iniciativa de Fuerza de Huelga	Se centra en aumentar las inversiones y crear oportunidades en las comunidades rurales persistentes y afectadas por la pobreza utilizando un enfoque multi-agencia para lograr su misión.

Tabla 122: Iniciativas asociadas a EQIP²³⁸

Como ejemplos de proyectos financiados por EQIP se pueden mencionar los que se muestran en la tabla siguiente:

Programa	Estado	Descripción
Mejorando la salud de plantas y animales	Missouri	Un ranchero utilizó fondos EQIP para hacer crecer su operación de vaca-becerro. Implementó un sistema rotativo de pastoreo en prados de pastos y leguminosas, separados por cercas eléctricas alimentadas con energía solar. El pastoreo rotatorio maximiza la base forrajera y utiliza estiércol como fertilizante.
Asistencia a productores orgánicos	Oregon	Un granjero realizó: instalación de un canal de agua con césped para reducir la erosión, minimizar el escurrimiento de sedimentos y mejorar el hábitat de peces; plantación de un seto para el hábitat de polinizadores; elaboración de un plan de gestión de residuos; implementación de rotaciones de cultivos y cultivos de cobertura para la salud del suelo.

²³⁸ Ver (EQIP) en anexo bibliográfico digital.

Programa	Estado	Descripción
Extensión de la temporada de crecimiento para productores vegetales	Minnesota	Un pequeño productor agrícola construyó túneles altos que funcionan como invernaderos para extender la temporada de crecimiento. Complementariamente se les otorgó ayuda técnica y financiera para instalar una frontera de pasto nativo para evitar que los nutrientes y sedimentos entraran en vías navegables cercanas.

Tabla 123: Iniciativas financiadas por EQIP²³⁹

10.2 California

En 1998, luego de 10 años de un proceso de evaluación científica, la Junta de Recursos del Aire (Air Resources Board, ARB) realizó una extensa investigación, en la que identificó al material particulado emitido por motores diésel como un contaminante tóxico con un importante potencial de producir cáncer.

Cabe destacar que ARB es un organismo encargado de conducir la generación y actualización de normas. Además reúne información respecto de la calidad del aire, establece y aplica modelos, compila el inventario de emisiones estatal, entre otras relacionadas.²⁴⁰

En el marco de los esfuerzos para cumplir con la reducción de los contaminantes del aire, se creó el **Diesel Risk Reduction Program** (o Diesel RRP) cuyas principales componentes son:

- Nuevos estándares regulatorios para motores nuevos (dentro y fuera de ruta, y estacionarios o en vehículos), para reducir las emisiones de MP en alrededor de un 90% respecto de los niveles previos a la regulación.
- Nuevos requerimientos de reacondicionamiento para motores existentes (dentro y fuera de ruta, estacionarios o en vehículos), cuando sea determinado que es practicable y costo efectivo.
- Nueva fase para la reducción del azufre en los combustibles, para llevarlo a niveles no superiores a 15 [ppm], con el fin de asegurar las condiciones requeridas por mecanismos avanzados de control de emisiones de material particulado.

El beneficio esperado del programa se proyectaba en una reducción del 75% al 2010 y 85% al 2020, de las emisiones y el riesgo de desarrollar cáncer. Además, con la reducción de las partículas se esperaba un aumento en la visibilidad, menos daño de material dada la reducción del ensuciamiento, reducción de afecciones de salud distintas al cáncer.

Dentro del alcance, se detallan todos los tipos de motores que son alcanzados por Diesel RRP. Entre un amplio rango de aplicaciones de los motores diésel, se incorporan los grupos electrógenos, considerando 2 categorías:

- **Motores de emergencia/stand by:** motores que son usados como respaldo de generación eléctrica, con potencias nominales entre los 50 y los 6.000 [HP] (37,3 a 4.474,2 [kW]).
- **Motores principales:** son aquellos que no son usados como respaldo de emergencia.

²³⁹ Ver (EQIP, ejemplos) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁰ Ver (ARB) en anexo bibliográfico digital.

Cabe destacar que en el Plan se asume que un motor diésel bien controlado y usando un combustible muy bajo en azufre tendrá emisiones equivalentes a un motor alimentado con gasolina o gas natural comprimido, por lo que la conversión para funcionar con un combustible distinto, también es considerada como una alternativa.

Entendiendo que para el cumplimiento de las imposiciones regulatorias, los pequeños y medianos empresarios pueden requerir de asistencia (técnica y económica), ARB cuenta con un programa de subsidios y créditos para vehículos dentro y fuera ruta, además de equipos que contribuyan a mejorar la calidad del aire. Una caracterización de los programas se entrega en la tabla siguiente:

Programa	Descripción
Low Carbon Transportation Investments and Air Quality Improvement Program (AQIP) ²⁴¹	Opción de reducción de emisiones, en la que los fondos recaudados por el Distrito de los empleadores se utilizan para financiar programas o comprar reducciones de emisiones que han sido aprobadas por la Junta de Gobierno del Distrito. ²⁴²
Hybrid and Zero-Emission Truck and Bus Voucher Incentive Project (HVIP) ²⁴³	Corresponde a un vale para apoyar a flotas de buses y camiones para comprar tecnología avanzada. Se considera que con esto se acelera la adopción de tecnologías limpias.
Carl Moyer Memorial Air Quality Standards Attainment Program (Carl Moyer Program) ²⁴⁴	Entrega subsidios para motores y equipamientos más limpios de lo requerido.
On-Road Heavy-Duty Voucher Incentive Program (VIP) ²⁴⁵	Entrega incentivos para flotas de 10 o menos vehículos para el reemplazo rápido o reacondicionamiento para vehículos diésel pesados. Un dueño de flota que opera vehículos con motores del año 2006 o anteriores, son elegibles para recibir financiamiento para comprar vehículos o motores del 2007 o posterior
Enhanced Fleet Modernization Program (EFMP) ²⁴⁶	Orientado a aumentar el programa ya existente (Consumer Assistance Program), de retiro de vehículos. Aproximadamente, hay disponibles USD 30 millones anualmente para financiar el EFMP, generados por el incremento de USD 1 en la tarifa de registro de un vehículo.
Goods Movement Emission Reduction Program ²⁴⁷	Es una sociedad entre ARB y agencias locales para reducir rápidamente la contaminación del aire y los riesgos para la salud del movimiento de carga, a lo largo de los corredores comerciales de California.
ARB Providing Loan Assistance for California Equipment (PLACE) ²⁴⁸	Ofrece varias opciones para incrementar la accesibilidad al financiamiento, incluyendo préstamos, garantías y otros mecanismos para asistir a la industria afectada por las regulaciones de ARB. Los programas son: <ul style="list-style-type: none"> • PLACE para vehículos fuera de ruta: es una garantía a préstamos

²⁴¹ Ver (AQIP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴² Ver (Rule 2202) en anexo bibliográfico digital.

²⁴³ Ver (HVIP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁴ Ver (CMP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁵ Ver (VIP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁶ Ver (EMP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁷ Ver (GMERP) en anexo bibliográfico digital.

²⁴⁸ Ver (PLACE) en anexo bibliográfico digital.

Programa	Descripción
	<p>disponible para dueños de vehículos fuera de ruta que necesitan financiamiento para reacondicionamiento, repotenciamiento o reemplazo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • PLACE para vehículos en ruta: ofrece asistencia financiera para dueños de flota sujetos a regulaciones de ARB aprobadas en diciembre de 2008.
Lower – Emission School Bus Program²⁴⁹	Su objetivo es reducir la exposición de los niños a contaminación en general y en particular aquellos cancerígenos. Se entregan subsidios para buses escolares nuevos y más seguros o para incorporar tecnología de abatimiento de emisiones en buses en operación.

Tabla 124: Incentivos económicos relacionados a ARB

10.3 Reino Unido

En El Reino Unido, orientado a disminuir las emisiones de contaminantes atmosféricos, relacionados a motores de combustión interna, solo se identifica un instrumento. El Departamento de Transportes ofrece el **Clean Bus Technology Fund** a Consejos Locales donde se puede postular a subsidios de hasta £500.000, con un total máximo a repartir de £7 millones^{250 251}.

El fondo está orientado al recambio de flotas de buses para reducir los niveles de contaminación que ellos emiten. Los proyectos financiadas en el 2015 se muestran en la tabla siguiente:

Solicitante principal	Número de buses convertidos	Subsidio total solicitado [£]
Birmingham (centro)	27 (123 adicionales financiados localmente)	486.000
Consejo de la ciudad de Leeds	32	498.500
Transporte para Londres	50	500.000
Consejo de la ciudad de Leicester	5	105.000
Merseytravel	31	497.000
Autoridad Combinada de la Región de la Ciudad de Sheffield	25	500.000
WYCA	26	422.000
Consejo de la ciudad de Bristol	35	483.410
Consejo de la ciudad de Brighton & Hove	35	498.750
Consejo de Gateshead	20	400.000
Consejo de Sunderland	14	280.000
Transporte para el Gran Manchester	7	161.617
Consejo del Condado de Lancashire	17	288.150
Consejo del Condado de Norfolk	24	416.060
Consejo de la ciudad de York	28	308.000
Consejo de la ciudad de Harrogate	10	237.000

²⁴⁹ Ver (LESBP) en anexo bibliográfico digital.

²⁵⁰ En un principio se entregaban £5 millones, pero dado el éxito del programa, se aumentaron los fondos.

²⁵¹ Ver (Clean Bus Technology Fund) en anexo bibliográfico digital.

Solicitante principal	Número de buses convertidos	Subsidio total solicitado [£]
Consejo de la ciudad de Broxbourne	15	249.780
Consejo de la ciudad de Rossendale	38	485.600
Total	439 (123 adicionales financiados localmente)	6.816.867

Tabla 125: Proyectos financiados por Clean Bus Technology Fund, en 2015²⁵²

Aun cuando no se aprecia una oferta variada de incentivos financieros como en el caso de Estados Unidos, se aprecia que se cuenta con un instrumento específico para un segmento de la economía, manejado por la autoridad sectorial.

10.4 Países Bajos

Otro ejemplo que se puede apreciar es el de SenterNovem, una agencia del Ministerio Neerlandés de Asuntos Económicos que se dedicaba a promover el desarrollo sustentable y la innovación, a través de la implementación de políticas para lograr resultados tangibles que generaran efectos positivos en la economía y la sociedad. Funcionó entre 2004 y 2010, antes de transformarse en la Agentschap NL (agencia neerlandesa). Su ámbito de intervención era: transporte (público, privado, marítimo, entre otros), organización espacial, logística, gestión del agua y compromisos internacionales.²⁵³

En particular, entre 2005 y 2008, propuso un programa de subsidio para mitigar las emisiones de NOx en las barcasas de navegación interior. Este subsidio se podía asignarse en 2 casos:²⁵⁴

- **Instalación de sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR):** solo 10 navieros aprovecharon este beneficio para equipar sus barcasas, probablemente porque esta subvención no cubría los sobrecostos operacionales.
- **Instalación de motores limpios**, que cumplan las normas CCNR-2²⁵⁵: 366 navíos se equiparon en el marco de este programa. En 2009, cuando la CCNR-2 se volvió una norma europea para los motores nuevos en barcasas de navegación interior, el programa fue modificado y solo se podía postular a subvención para la instalación de sistemas SCR.

En los Países Bajos, dónde el transporte marítimo representaba unos 5,5 millones de euros de balance económico en 2014²⁵⁶, existen varias iniciativas en los puertos. Por ejemplo, el Puerto de Rotterdam, el cual tiene la ambición de ser el más sostenible en el mundo, además de acogerse al programa descrito más arriba, ha implementado varias iniciativas:

1. En los muelles los barcos no están autorizados a utilizar sus grupos electrógenos, por lo que en su lugar ofrece sitios de conexión eléctrica.

²⁵² Ver (Clean Bus Technology Fund-projects) en anexo bibliográfico digital.

²⁵³ Ver (SenterNovem) en anexo bibliográfico digital.

²⁵⁴ Environmental Impacts of International Shipping – The Role of Ports, OECD, 2011, p. 64 a 66. Revisado online el 9 de diciembre de 2016 en <https://goo.gl/vyohtB>.

²⁵⁵ Reglamentación de la *Central Commission for the Navigation of the Rhine*. La reglamentación vigente se encuentra en <http://www.ccr-zkr.org/10000000-en.html>

²⁵⁶ Ver (P. Bajos T marítimo) en anexo bibliográfico digital.

- Desde el año 2025, la entrada al puerto de los barcos cuyos equipos no cumplen con la norma CCNR-2 será prohibida, y desde entonces se otorga un trato preferencial a los buques de alta mar que tienen equipamientos aún más limpio que lo que exige la norma, o que muestran el certificado Green Award. El valor del descuento varía entre 10% y 20% (solo por aspectos de reducción de NOx, pero puede ser hasta 60% si cumplen también con criterios relacionados con otros aspectos ambientales), según los puntajes alcanzados en el Índice Medio Ambiental de Barcos (ESI por sus siglas en inglés, Environmental Ship Index).

Estos requerimientos son algunos de los criterios fijados por el Estado para autorizar la construcción de la nueva parte del puerto (Maaslavkte 2).²⁵⁷

Del análisis de este caso, es posible concluir que al diseñar un programa de incentivos económicos, deben tenerse en cuenta no solo los costos de inversión para que el incentivo sea exitoso, sino que también deben considerarse otros incentivos anexos, como impuestos diferenciados que pueden contribuir a mitigar los efectos de un aumento en los costos de operación.

10.5 Reciclaje de GE en Chile

Los GE tienen variadas características mediante las cuales se pueden clasificar. Aduanas separa por tipo de motor, distinguiendo de chispa y además utilizando rangos de potencia nominal para motores de compresión: menores a 75 [kVA], entre 75 [kVA] y 375 [kVA], y mayor a 375 [kVA]. Para efecto de esta caracterización y valorización se utiliza el mismo criterio de potencia que Aduanas. Se consideraran 3 muestras GE con motor de compresión, debido que este tipo de aparato es representativo en todo el rango del criterio de potencia seleccionado. No se consideraron dentro de la caracterización y valorización GE con encendido de chispa, ya que solo difiere de un GE de compresión en su sistema inyección y encendido, considerando una diferencia de tan solo un 10,4 % entre sus principales componentes (ver ANEXO 5).

Para caracterizar y valorizar un GE con motor de compresión del rango mayor a 375 [kVA] es seleccionado un GE con una potencia nominal aproximada de 568 [kVA] (equivalentes a 355 [kW])²⁵⁸. A partir de estos datos se realiza la extrapolación a nivel país a 3 ejemplos que son: i) GE modelo V550C2, de potencia nominal entre los 500 [kVA] y 570 [kVA] con un peso 5.590 [kg] vacío, ii) GE modelo T22K de 20 [kVA] y un peso de 890 [kg] y por último, iii) GE+ V275C2 de un peso de 2.200 [kg] con una potencia nominal de 250 [kVA]. A continuación se presenta el porcentaje del peso promedio extraído del análisis de ciclo de vida (ACV) analizado y el peso en [kg] estimado de cada material y componente. Se desprecian los pesos porcentuales estimados menores al 1% excepto las placas de circuitos impresos o PCB quedando un listado final de 9 materiales como se muestra a continuación:

Materiales	Masa [%]	Masa [kg]
Aleación de aluminio	2,75	153,73
Aluminio fundido	2,75	153,73
Hierro fundido	11,75	656,83
Cobre	3,25	181,68

²⁵⁷ Ver ([Sustainability Port of Rotterdam](#)) en anexo bibliográfico digital.

²⁵⁸ Ver (Benton, 2016) en anexo bibliográfico digital.

Ferro silicio (Fe-Si)	27,0	1509,30
Acero de baja aleación	25,0	1397,50
Acero bajo en carbono	16,0	894,40
Placa de circuitos impresos (PCB)	0,25	13,98
Acero, Bar y rod	10	558,00

Tabla 126: Porcentaje de masa y masa [kg] por material²⁵⁸

A partir de las masas que se muestran en la Tabla 124 y el valor comercial de cada material, detallado en el ANEXO 5, se calcula el valor de cada uno de los materiales que componen un GE. Por otra parte, a partir del valor de un [kWh] según el pliego tarifario publicado por Chilectra en noviembre de 2016, la masa y la energía en [kWh] que se utilizan al reciclar cada material del grupo electrógeno se calcula el valor que cuesta reciclar cada material, el valor obtenido de cada uno de los ejemplos, lo que se presenta en la tabla siguiente.

Materiales	P ≤ 75 [kVA]		75 [kVA] < P ≤ 375 [kVA]		P > 375 [kVA]	
	Valor del material [clp]	Valor del reciclaje [clp]	Valor del material [clp]	Valor del reciclaje [clp]	Valor del material [clp]	Valor del reciclaje [clp]
Aleación de aluminio	25.944	11.821	64.130	29.220	162.954	74.249
Aluminio fundido	11.014	4.633	27.225	11.453	69.179	29.103
Hierro fundido	3.346	20.357	8.272	50.321	21.019	127.861
Cobre	39.917	7.256	98.670	17.936	250.718	45.576
Ferro silicio (Fe-Si)	15.620	32.310	38.610	79.869	98.105	202.939
Acero de baja aleación	106.800	35.573	264.000	87.933	670.800	223.431
Acero bajo en carbono	68.352	19.337	168.960	47.800	429.312	121.457
Placa de circuitos impresos, PCB	8.408	100.063	20.785	247.347	52.830	628.711
Acero, Bar, y rod	6.408	11.967	15.840	29.581	40.176	75.028
Total	285.808	243.318	706.492	601.461	1.795.092	1.528.354

Tabla 127: Valor de materiales y reciclaje de cada ejemplo

10.5.1 Balance económico ambiental

Una vez obtenida la valorización de los materiales y el valor de reciclaje es posible realizar el balance económico ambiental en cada uno de los casos:

$$B_{ea} = V_M - V_R - V_g \quad (1)$$

Donde:

B_{ea} : Balance económico ambiental

V_M : Valor de materiales

V_R : Valor en reciclaje

V_g : Valor de gestión de residuos

En este caso se desprecia el valor de la gestión de residuos, ya que, las empresas consultadas no cobran al productor del residuo este proceso.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la realización del balance económico ambiental de cada uno de los grupos electrógenos utilizados como ejemplos.

Rango de potencia del GE	Modelo	Potencia nominal	Peso [kg]	Valorización de materiales [clp]	Valor del reciclaje [clp]	Balance [clp]
--------------------------	--------	------------------	-----------	----------------------------------	---------------------------	---------------

[kW]		[kVA]				
P ≤ 75	T22K	20	890	285.808	260.839	24.969
75 < P ≤ 375	V275C2	250	2.200	706.492	644.772	61.720
P > 375	V550C2	500 - 570	5.590	1.795.092	1.638.409	156.683

Tabla 128: Balance económico ambiental²⁵⁹

De la Tabla 126 se puede concluir que el balance económico ambiental es positivo en cada uno de los ejemplos analizados, por lo que es recomendable valorizar GE mediante el reciclaje de sus materiales, dado que estos presentan recursos metálicos aprovechables a nivel de mercado y que tienen un valor económico mayor al costo del reciclaje de los mismos.

10.5.2 Conclusiones

Un grupo electrógeno o GE requiere una gestión especial, debido a diversas características como lo son: volumen, peligrosidad y presencia de recursos aprovechables, estas características definen a un residuo prioritario según la ley de fomento al reciclaje²⁶⁰. Considerando los cinco componentes principales que definen un GE (alternador, motor, inyección, radiador y panel de control), de estos componentes dos califican como productos prioritarios:

- Alternador califica como aparato eléctrico,
- Panel de control como aparato electrónico.

Los componentes principales restantes (motor, inyección y radiador) son valorizados directamente a fundición como metales ferrosos y no ferrosos como se describe en el estudio.

Los elementos secundarios también califican como productos prioritarios:

- Aceite de Motor, como Aceites y Lubricantes,
- Batería de Acido Plomo como Baterías.

Los elementos secundarios, como residuos, son regulados actualmente por el Reglamento sanitario de manejo de residuos peligrosos²⁶¹.

Por último se puede considerar la presencia de recursos aprovechables en los cinco componentes principales de un GE como se demuestra en el presente estudio.

En cuanto a la gestión formal nacional de este tipo de aparatos tanto la empresa MIDAS como DEGRAF aceptan GE de forma gratuita incluyendo su retiro en origen dentro de Santiago. La primera acepta GE electrógenos de cualquier tipo, mientras que la segunda empresa solo se hace cargo del rango menores a 75 [kVA]. La empresa MIDAS estaría dispuesta a analizar el pago por

²⁵⁹ Elaboración propia en base al valor de cada material y el valor del [kWh], tarifa AT área 1, noviembre de 2016. Ver (Chilectra, 2016) en anexo bibliográfico digital. Las características de los motores fueron extraídas de (SDMO, 2016), (SDMO, 2016a) y

(SDMO, 2016b), los que se encuentran en el anexo bibliográfico digital.

²⁶⁰ Ley 20.920 Establece Marco para la Gestión de Residuos, la Responsabilidad Extendida del Productor y Fomento al Reciclaje, publicada el 1 de junio de 2016.

²⁶¹ Ministerio de Salud. Reglamento Sanitario Sobre Manejo de Residuos Peligrosos (2004)

recepción de GE. Otros operadores de gestión de residuos electrónicos como Fundación Chilenter no tienen capacidad ni permisos asociados al manejo de estos aparatos.

Otra alternativa analizada fue la gestión directa con la empresa GERDAU AZA, la cual recicla todo tipo de fierro. Esta empresa no puede recibir directamente un GE completo ya que presenta impurezas para su proceso como acero inoxidable y circuitos electrónicos.

En cuanto a la gestión internacional existe la alternativa de exportación de sus piezas ferrosas y no ferrosas directamente a fundiciones previo manejo y segregación de cada una de sus partes y piezas.

Finalmente, desde una perspectiva de minimización de residuos se recomienda considerar los GE como residuos prioritario en la ley número 20.920 lo que permitiría aplicar la responsabilidad extendida del productor donde “el generador de un residuo es responsable de éste, desde su generación hasta su valorización o eliminación, en conformidad a la ley”²⁶². Dado la alta presencia de recursos aprovechables el productor debiese ser capaz valorizar estos GE lo que podría traducirse en un descuento en la adquisición de un GE nuevo.

La alternativa de valorización nacional e internacional solo se puede realizar mediante un intermediario o gestor autorizado el cual debiese considerar la información de este estudio para llegar a un acuerdo de pago a su generador y no tan solo mediante el cobro por gestión como residuo o recepción gratuita.

²⁶² Ministerio del Medio Ambiente, 2016, artículo 2 letra i).

11. Desarrollo de talleres

Luego del desarrollo de los talleres es posible concluir que la principal inquietud de los principales afectados por la regulación, está en la observancia de los parámetros de uso de los GE. Se considera que no tendría sentido aplicar la regulación a GE que operan muy pocas horas en el año, dado que el alto costo no tendría un impacto real en el mejoramiento de las condiciones ambientales.

Las actas de todos talleres se encuentran en el ANEXO 11. A continuación se presentan los principales aspectos de la discusión en cada taller.

Taller 1

Al primer taller asistieron representantes de Lureye, Cummins y Luis Vielva.

Las principales conclusiones fueron las siguientes:

- Se considera factible la realización de una normativa que restrinja las emisiones (de gases, partículas y ruido) de los GE que se ofrecen en Chile.
- Se considera adecuado que la regulación esté alineada con lo exigido por la Comunidad Europea, dado que homologarla a Estados Unidos, la oferta nacional no podría responder de manera adecuada.
- La regulación debe responder al uso que se le dé al GE. No se considera adecuado regular aquellos GE que operan pocas horas al año.
- Se recomienda que la regulación no se desarrolle para motores pequeños (con $D < 15$ litros).
- Para equipos actualmente en uso, no se considera factible la incorporación de tecnologías de mitigación, por lo que se recomienda alternativas como la depreciación para poder propiciar el mejoramiento tecnológico.
- Se sugiere velar porque los GE retirados por su nivel de emisiones y horas de uso, no sean utilizados en otros sectores.

Taller 2

Al segundo taller asistieron representantes de Ambiosis, Silentium y Purexhaust.

Las principales conclusiones fueron las siguientes:

- El retrofit puede ser realizado, con un costo que oscila entre los 2 y 3 millones de pesos, y la complejidad radica en la variedad de aplicaciones de los GE.
- Se indica que sería lógico exigir la regulación para motores de más de 500 [kW].
- Es importante considerar la calidad de los combustibles al momento de incorporar tecnología de mitigación de emisiones. No es posible realizar un control adecuado con fuel oil, por ejemplo.
- En términos de ruido, el principal problema es el no cumplimiento de la normativa aun cuando se declara observancia.
- No habrían problemas de espacio para la incorporación de tecnología de mitigación fuera de las ciudades, pero dentro de ellas el tema se torna más complejo, aun cuando podría buscarse una solución conjunta para ruido y emisiones.

Taller 3

Al tercer taller asistieron representantes de Potencia, Elektra Generación, AES, VGC, Colbún, Enel, Generadoras A.G., Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores de Energía, EnorChile y Enlasa.

Las principales conclusiones fueron:

- Los representantes de empresas están muy interesados en conocer los resultados del AGIES de la normativa.
- Se plantea la necesidad de observar los parámetros de uso de los GE para regular (horas de uso, operación no autónoma, contingencias en años específicos, zonas de emplazamiento, entre otros).
- No se cree adecuado regular GE existentes si el costo de esto no se reconoce en la tarifa.
- Debe atenderse de manera especial, la problemática de los sistemas pequeños, que no tienen otros medios de generación.
- Se plantea la idea de una regulación progresiva, que parta en zonas con problemas en la calidad del aire.

Taller 4

Al tercer taller asistieron representantes de Saesa, Transelec y Chilquinta.

Las principales conclusiones fueron:

- Para realizar exigencias, deben considerarse particularidades tecnológicas y de uso.
- Debe considerarse que un aumento de los costos puede ser traspasado a los clientes en las tarifas.
- Se indica que deben observarse las horas de uso de los equipos al momento de regular.

Taller 5

Al tercer taller asistieron representantes de Falabella, Ideal y Abertis.

Las principales conclusiones fueron:

- Empresas manifiestan estar dispuestos a cumplir con la normativa. En un caso incluso han aplicado las exigencias de la RM a las instalaciones en todo el país, adelantándose a la regulación.
- Se mencionan complejidades técnicas y espaciales para la realización de ensayos in situ, sobre todo para equipos antiguos que no consideraron estos requerimientos en el diseño.
- Se mencionan particularidades del negocio que harían que el cambio de un GE o la incorporación de mecanismos de mitigación no fuera factible económicamente. La empresa tiene la concesión de una autopista que termina en pocos años, por lo que las acciones tomadas sobre el motor no se pagan.

12. Bibliografía

- (ABB, 2005) : Esko Laustela, El turboalimentador ABB para aumentar la potencia y rendimiento de los motores, Revista ABB 3/2005
- (ABB, 2014) : Technical note, IEC 60034-30-1 standard on efficiency classes for low voltage AC motors
- (ARB, 2000) : California Environmental Protection Agency - Air Resources Board, Risk Reduction Plan to Reduce Particulate Matter Emissions from Diesel-Fueled Engines and Vehicles. 2000.
- (Bloxsom, 2012) : Bloxsom, W., Sound science: Understanding and implementing generator set noise control, MTU Onsite Energy. 2012
- (Bosch, 2015) : Bosch, Sistemas modernos de inyección a diesel unidades completas y su despiece - No hay diesel sin Bosch. 2015.
- (Bosch, s.a.) : Bosch, Sistemas de Inyección diésel, sin año.
- (California, 2000) : California Air Resources Board, The California Reformulated Gasoline Regulations. 2000.
- (Cho et al., 2016) : Chong Pyo Cho, Young Dug Pyo, Jin Young Jang, Gang Chul Kim, Young Jin Shin; NOx reduction and N2O emissions in a diesel engine exhaust using Fe-zeolite and vanadium based SCR catalysts. Applied Thermal Engineering Volume 110, 5 January 2016, pages 18-24.
- (CMAQ, 2013) : The Congestion Mitigation and Air Quality (CMAQ) Improvement Program Under the Moving Ahead for Progress in the 21st Century Act, Interim Program Guidance, 2013
- (CONAMA, 2005) : Gamma Ingenieros S.A. para Comisión Nacional del Medio Ambiente; "Generación de Antecedentes Técnicos de Emisión de Grupos Electrógenos, Diésel, Caracterización del Sector y Propuesta de Normativa"; Octubre de 2005.
- (Cummins, 2007) : Aaberg, D., Generator set noise solutions: Controlling unwanted noise from on-site power systems, Power topic #7015, 2007
- (Cummins, 2012) : Wall, J. Presentación "Evolution of diesel emission control technologies and characteristics of new technology diesel exhaust", realizasa en Health Effects Institute Annual Meeting, abril 15 de 2012.
- (DTF, 2007) : Diesel Technology Forum, CMAQ funded diesel retrofit projects - A guide to understanding and accessing the Congestion Mitigation and Air Quality Program. 2007.
- (EPA, 2005) : Environmental Protection Agency, "Test procedures for highways and nonroad engines and omnibus technical amendments". 2005.
- (Geasur, 2010) : Geasur Tecnología y Medio Ambiente, Análisis de escenario de aplicación de una norma de emisión para grupos electrógenos a nivel nacional, desarrollado para la Comisión Nacional del Medio Ambiente, 2010.
- (ICCT, 2014) : International Council on Clean Transportation, Policy Update China V gasoline and diesel fuel quality standards, 2014.
- (IFC, 2007) : Corporación Financiera Internacional - Grupo del Banco Mundial, Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, 2007
- (Mayer, 2008) : Mayer, A. and 50 co-authors, Particle Filter Retrofit for all Diesel Engines, Expert Verlag, 2008.
- (MDEC, 2014) : Young, D., Rubeli, B., Gangal, M., Bark, L., Ward, D., Comparing the EPA Non-road Transient Cycle (NRTC) with CanmetMINING LHD test cycles. 2014.
- (Neidhöfer, 1992) : Professor Neidhöfer, G., Histry of Technology - The evolution of the synchronous machine, Engineering Science and Education Journal, Octubre de 1992

- (OAPC, 2016) : Ordinance on Air Pollution Control, 814.318.142.1 actualizada al 1 de agosto de 2016
- (Perrat 2010) : Perrat A., Energy Efficiency for Machines: the smart choice for the motorization, White paper, Schneider Electric. 2010
- (RETC, 2012) : Ministerio del Medio Ambiente, RETC, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, Reporte 2005-2011. 2012
- (Resitoglu et al., 2015) : The pollutant emissions from diesel-engine vehicles and exhaust aftertreatment systems; Ibrahim Aslan Resitoglu, Kemal Altinisik, Ali Keskin; Clean Techn Environ Policy (2015) 17:15–27 DOI 10.1007/s10098-014-0793-9
- (Taylor, 2008) : Taylor, Alex M.K.P., Science review of internal combustión engines; Energy Policy 36. 2008.
- (Ugale et al, 2014) : Ugale R., Chaudhari, B., Pramanik, A., Overview of research evolution in the field of line start permanent magnet synchronous motors, Department of Electrical Engineering, College of Engineering Pune, Pune, India, Publicado en IET Electric Power Applications. 2014.
- (VDMA, 2011) : VDMA, Exhaust Emission Legislation Diesel an Gas engines, 2011.
- (Weg, s.a.) : Wegmáquinas, Synchronous motors, sin año.

Anexos

ANEXO 1: Especificaciones de combustibles en distintos países

Alemania

En TA Luft 2002 capítulo 5.4.1.4, se establece cuando se mencionan las restricciones para óxidos de azufre, que en caso de utilizarse combustibles líquidos, solo están permitidos aquellos enunciados en DIN 51603 Parte 1 (se refiere al fuel oil), con un **contenido de azufre** para cumplir con el *Acta de Prevención de los Efectos Nocivos causados al Ambiente por la Polución, Ruido, Vibraciones y Fenómenos Similares* (capítulo 3 de Bundes-Immissionsschutzverordnung, 3-BImSchV), que para diésel corresponde a 10 [mg/kg]. En el caso del gas, las exigencias se establecen en TA Luft 2002, capítulo 5.4.1.2.3, y considera un contenido de oxígeno del 3% en el gas.

Complementariamente, en secciones del capítulo 10-BImSchV, se tiene:

- § 3 se establece que la gasolina automotriz debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 228:2014²⁶³.

Parámetro	Unidad	Parámetros según tipo de gasolina		
		Normal	Súper	SuperPlus
Octanaje	Mínimo ROZ	91	95	98
	Mínimo MOZ	82,5	85	88
Densidad a 15 [°C]	[kg/m ³]	720 – 775	720 – 775	720 – 775
Contenido de plomo	[mg/l]	5	5	5
Presión de vapor (DVPE) verano	[kPa]	45 – 60	45 – 60	45 – 60
Presión de vapor (DVPE) invierno/periodo transitorio	[kPa]	60 – 90	60 – 90	60 – 90
Destilación transición a 70 [°C] (= E70) verano	[%] en volumen	20 - 48	20 - 48	20 - 48
Destilación transición a 70 [°C] (= E70) Invierno/periodo transitorio	[%] en volumen	22 – 50	22 – 50	22 – 50
Destilación transición a 100 [°C] (= E70) todo el año	[%] en volumen	46 – 71	46 – 71	46 – 71
Punto de ebullición final	[°C] máximo	210	210	210
Código de la volatilidad VLI = 10 VP + 7 E70 periodo transitorio	máximo	1150	1150	1150
Residuo de evaporación	[mg/100 ml] máximo	5	5	5
Azufre ²⁶⁴	[ppm] máximo en masa	150	150	150
Corrosión en lámina de cobre	máximo	1	1	1
Aromáticos	[%] en volumen máximo	42	42	42

²⁶³ DIN EN 228:2014 Automotive fuels - Unleaded petrol - Requirements and test methods.

²⁶⁴ En la normativa se señala que el límite es de 150 [mg/kg] para los 3 tipos de gasolina

Parámetro	Unidad	Parámetros según tipo de gasolina		
		Normal	Súper	SuperPlus
Benceno	[%] en volumen máximo	1	1	1
Contenido de oxígeno residual	[%] en masa máximo	2,7	2,7	2,7

Tabla 129: Características de la gasolina automotriz (publicación que referencia a DIN EN 228)

- § 4 se establece que el diésel, gasóleo y otros combustibles líquidos automotrices debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 590:2014²⁶⁵.

Parámetro	Unidad	Valor
Número de cetano	Mínimo	51
Índice de cetano	Mínimo	46
Densidad a 15 [°C]	[kg/m ³]	820 – 845
HC aromáticos policíclicos	[%] en masa máximo	8
Contenido de azufre ²⁶⁶	[ppm] máximo en masa	10
Punto de inflamabilidad	[°C] mínimo	55
Residuos de carbón (del 10% del residuo de destilación)	[%] en masa máximo	0,30
Contenido de ceniza	[%] en masa máximo	0,01
Contenido de agua	[mg/kg] máximo	200
Contaminación general	[mg/kg] máximo	24
Actividad de corrosión del cobre (3 horas a 50 [°C])	Según escala de unidades	класс 1
Estabilidad a la oxidación	[g/m ³] máximo	25
Poder de lubricación, corrección al diámetro del punto de desgaste (WSD 1,4) a 60 [°C]	[km] máximo	460
Viscosidad a 40 [°C]	[mm ² /s]	2 – 4,5
Destilación: destilado hasta 250 [°C]	[%] en volumen máximo	65
Destilación: destilado hasta 350 [°C]	[%] en volumen máximo	85
95% en volumen destilado hasta	[°C] máximo	360
Temperatura límite de filtrabilidad	[°C] máximo	-20
Punto de turbidez	[°C] máximo	-5
Punto de congelamiento	Sin clasificar	

Tabla 130: Características del diésel automotriz (publicación que referencia a DIN EN 590)

- § 5 se establece que el biodiesel debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 14214:2014²⁶⁷.

Parámetro	Unidad	Valor
Densidad a 15 [°C]	[g/cm ³]	0,86-0,90
Viscosidad a 40 [°C]	[mm ² /s]	3,5-5,0

²⁶⁵ DIN EN 590:2014 – Automotive fuels – Diesel – Requirements and test methods.

²⁶⁶ En la normativa se establece un límite de 10 [mg/kg].

²⁶⁷ DIN EN 14214:2014 Liquid petroleum products - Fatty acid methyl esters (FAME) for use in diesel engines and heating applications - Requirements and test methods

Parámetro	Unidad	Valor
Punto de inflamabilidad	[°C] mínimo	101
Contenido de azufre ²⁶⁸	[ppm] máximo en masa	10
Residuos de carbón (del 10% del residuo de destilación)	[%] en masa máximo	0,3
Cenizas sulfatadas	[%] en masa máximo	0,02
Agua	[mg/kg] máximo	500
Contaminación total	[mg/kg] máximo	24
Corrosión de cobre 3h/50°C	Máximo	1
Estabilidad de oxidación a 110 [°C]	[h] mínimo	6
Número de cetano		51 min
Índice de acidez	[mgKOH/g]	0,5 máx.
Metanol	[%] en masa máximo	0,20
Contenido de ésteres	[%] en masa mínimo	96,5
Monoglicérido	[%] en masa máximo	0,8
Diglicérido	[%] en masa máximo	0,2
Triglicérido	[%] en masa máximo	0,2
Glicerol libre	[%] en masa máximo	0,02
Glicerol total	[%] en masa máximo	0,25
Índice de yodo	[%] en masa máximo	120
Ácido linoléico ME	[%] en masa máximo	12
C (x: 4) y mayores ésteres insaturados	[%] en masa máximo	1
Fósforo	[mg/kg] máximo	4
Gp I metales (Na,K)	[mg/kg] máximo	5
GpII metales (Ca,Mg)	[mg/kg] máximo	5

Tabla 131: Características del biodiesel (publicación que referencia a DIN EN 14214)

- § 6 se establece que el etanol (E85) debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 51625:2008.

Parámetro	Unidad	Valor
Octanaje	Mínimo ROZ	104
	Mínimo MOZ	88
Contenido de azufre ²⁶⁹	[ppm] máximo en masa	10
Estabilidad a la oxidación	[min] mínimo	360
Residuo de evaporación (lavado)	[mg/100 ml] máximo	5
Visual	Libre de fase líquida y materiales sólidos	
Alcoholes superiores (C3 a c5)	[%] en volumen máximo	2
Metanol	[%] en volumen máximo	1
Éter (5 o más átomos de carbono)	[%] en volumen máximo	5,2
Fósforo	[mg/l] máximo	0,2
Cobre	[mg/kg] máximo	0,1
Contenido de agua	[%] en masa máximo	0,3
Cloruro	[mg/l] máximo	1

²⁶⁸ En la normativa se establece un límite de 10 [mg/kg].

²⁶⁹ En la normativa se establece un límite de 10 [mg/kg].

Parámetro	Unidad	Valor
Sulfato	[mg/l] máximo	1
Conductividad	[µS/cm] máximo	2,5
Corrosión en lámina de cobre (3 [h] a 50 [°C])	Grado de corrosión	No peor que 1
Potencial de corrosión	-	6,5 a 9
Ácido (calculado como ácido acético)	[%] en masa máximo	0,005
	[mg/l] máximo	40

Tabla 132: Características del etanol (E85) automotriz (publicación que referencia a DIN EN 51625)

- § 7 se establece que el GLP debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 589:2012.

Parámetro	Unidad	Valor
Presión de vapor a 40 [°C]	[kPa] máximo	1550
Antidetonante, MOZ (Número de Octano Motor)	-	89
Corrosión en lámina de cobre [a hora a 40 [°C])	Grado de corrosión	Clase 1
Residuo de evaporación	[mg/kg] máximo	60
Olor	-	Desagradable y específico en el 20% del límite inferior de inflamabilidad
Contenido total de dienos (excluyendo 1,3-butadieno)	[%] en moles máximo	0,5
Sulfuro de hidrógeno	-	indetectable
Contenido total de azufre (después de odorización) ²⁷⁰	[ppm] máximo en masa	50

Tabla 133: Características del GLP automotriz (publicación que referencia a DIN EN 589)

- § 8 se establece que el GN y biogás debe cumplir con los requerimientos de DIN EN 51624:2008.

Parámetro	Unidad	Valor
Contenido de azufre	[mg/kg] máximo	10
Poder calorífico inferior (H-Gas)	[MJ/kg] mínimo	46
Poder calorífico inferior (L-Gas)	[MJ/kg] mínimo	39
Sulfuro de hidrógeno	[mg/kg] máximo	7
Número de metano	Mínimo	70
Contenido de hidrógeno	[%] máximo	2
Propano	[%] mol máximo	6
Butano	[%] mol máximo	2

Tabla 134: Características del GN automotriz (varias publicaciones que referencian a DIN EN 51624)

Estados Unidos

Diésel y Bencina

Para complementar la regulación para **motores de encendido por compresión** (diésel) se estableció que a partir del 1 de junio de 2006, solo se podrán comercializar (esto incluye; vender,

²⁷⁰ En la normativa se indican 50 [mg/kg].

ofrecer, abastecer, almacenar, distribuir, transportar o cualquier otra actividad relacionada) combustibles diésel que cumplan con las características descritas en la Tabla 133.

De igual manera, para complementar la regulación de motores de encendido por chispa (bencineros) se estableció que a partir del 1 de enero de 2005, solo se podrán comercializar bencina que cumplan con las características descritas en la Tabla 133.

Propiedades del combustible	Diésel	Bencina	
		Invierno	Verano
Contenido máximo de azufre [ppm] en masa	15	81	71
Número de cetano	40	87 ≤ número de cetano ≤ 91	
Contenido máximo de aromático [%] en volumen	35	19,5	20,7
Contenido máximo de olefina [%] en volumen	-	11,2	11,9
Contenido máximo de benceno [%] en volumen	-	0,66	
RVP máximo [kPa]	-	82	47,6
Contenido de oxígeno [% m/m]	-	2,37	2,49
Contenido máximo de plomo [mg/lit]	-	13	
Contenido máximo de goma [mg/ml]	-	0,05	

Tabla 135: Estándares de combustible diésel y bencina en USA²⁷¹

Gas natural

No existe normativa que homologue las características de combustibles gaseosos en Estados Unidos.

California

Las características establecidas por la regulación para los distintos combustibles se detallan a continuación.

Diésel

En California se usa una mezcla de combustible **diésel B20** (80% diésel y 20% biodiésel). La regulación que existe para este tipo de combustible viene descrita a continuación:

Propiedades del combustible: Diésel B20	
Contenido máximo de azufre [ppm] en masa	15
Contenido máximo de aromático [%] en volumen	10
Contenido máximo de aromático poli cíclico [%] en volumen	1,4
Contenido máximo de nitrógeno [ppm]	10
Número de Cetano (mínimo)	48
Gravedad (API)	33 ~ 39
Punto mínimo de inflamación [°C]	54
Punto de ebullición [°C]	171 ~ 216

Tabla 136: Propiedades del diésel B20, California²⁷²

²⁷¹ Datos de bencina fueron extraídos de (ICCT, 2014) y datos de diésel fueron extraídos de (40 CFR 80.29 - Controls and prohibition on diesel fuel quality) ambos disponibles en anexo bibliográfico digital.

²⁷² Ver (13 CCR 2710-Verification of Emission Reduction for Alternative Diesel Fuel and Fuel Additives) en anexo bibliográfico digital.

Gasolina

En el Estado se utiliza la gasolina reformulada, es decir, se oxigena la gasolina que se comercializa. La fase 2 y 3 establecen las propiedades del combustible, donde la última reduce el contenido de azufre presente en la gasolina.

Los estándares para este tipo de combustible se describen en la Tabla 12, donde cada parámetro puede cumplir con una de las opciones siguientes:²⁷³

- **Límite superior:** todos los parámetros de la gasolina no pueden sobrepasarlos. Ninguna persona puede vender, ofrecer vender o transportar gasolinas que sobrepasen los límites de azufre, benceno, HC aromáticos, olefinas, T50 o T90, está prohibido en el Estado.
- **Opción de cumplimiento de límite inferior (flat limit compliance option):** Ningún productor o importador puede vender, ofrecer vender suministrar u ofrecer suministrar desde sus instalaciones de producción o importación gasolina que exceda los límites aplicables para azufre, benceno, HC aromáticos, olefinas, T50 o T90, a menos que la gasolina esté sujeta a la opción de cumplimiento promedio.
- **Opción de cumplimiento promedio** Ningún productor o importador puede vender, ofrecer vender suministrar u ofrecer suministrar desde sus instalaciones de producción o importación gasolina que esté sujeta a esta opción para las propiedades de azufre, benceno, HC aromáticos, olefinas, T50 o T90, si ocurre alguno de los casos siguientes:
 - La gasolina no cumple con los límites establecidos y no se ha diseñado un estándar alternativo²⁷⁴.
 - Se ha diseñado un límite alternativo y la gasolina no cumple con él.

Propiedades del combustible	Límite inferior		Límite promedio		Límite superior	
	Fase 2	Fase 3	Fase 2	Fase 3	Fase 2	Fase 3
RVP [kPa]	48	48 o 47,5**	-	-	48	44 – 49,6
Contenido de azufre [ppm] en masa	40	20	30	15	80	Desde 31-12-2003: 60 Desde 31-12-2005: 30 Desde 31-12-2011: 20
Contenido de benceno [%volumen]	1	0,8	0,8	0,7	1,2	1,1
Contenido aromático [%volumen]	25	25	22	22	30	35
Contenido de olefinas [%volumen]	6	6	4	4	10	10
Contenido de oxígeno [% peso]	1,8 – 2,2	1,8*** - 2,2	-	-	1,8 – 3,5	1,8*** - 3,5
T. de destilación (50%) [°C]	99	101	93	95	104	104
T. de destilación (90%) [°C]	149	152	143	146	166	166

Tabla 137: Propiedades de la gasolina, California²⁷⁵

²⁷³ Ver (California, 2000) en anexo bibliográfico digital.

²⁷⁴ El procedimiento para establecer un estándar alternativo se encuentra en (13 CCR s 2264 - Designated Alternative Limits), disponible en anexo bibliográfico digital.

* Aplica solo en los meses más cálidos del año.

** El límite de 47,5 [kPa] aplica cuando un productor o importador está usando el método predictivo de la fase 3 para certificar una mezcla que no contiene etanol. En otro caso, aplica el límite de 48 [kPa].

*** Aplica en áreas y meses de invierno definidos en la sección 2262.5(a).

Combustibles gaseosos

A continuación se presentan las propiedades establecidas en la normativa para GN y GLP.

Propiedades del combustible: GN	
Contenido de azufre [ppm] en masa	16
Metano (mínimo) [%]	88
Etano (máximo) [%]	6
C ₃ (máximo) [%]	3
C ₆ (máximo) [%]	0,2
Hidrogeno (máximo) [%]	0,1
CO (máximo) [%]	0,1
Oxígeno (máximo) [%]	1
CO ₂ + N ₂ [%]	1,5 ~ 4,5

Tabla 138: Propiedades del GN, California²⁷⁶

Propiedades del combustible: GLP	
Contenido de azufre [ppm] en masa	80
Propano (mínimo) [%] en volumen	85
Butanos (máximo) [%] en volumen	5
Butenos (máximo) [%] en volumen	2
Pentenos (máximo) [%] en volumen	0,5
Propene (máximo) [%] en volumen	10
Residuos (al evaporar 100 [ml]) [ml]	0,05
Corrosión (sobre cobre) (máximo)	1

Tabla 139: Propiedades del GLP, California²⁷⁷

Comunidad Europea

La calidad mínima que deben tener los combustibles en la Comunidad Europea, se establecen en distintas directivas, que imponen restricciones para distintos precursores de gases contaminantes.

Diésel y gasolina

En la Directiva 2009/30/CE²⁷⁸ se establecen los requisitos que deben cumplir los combustibles comercializados para su uso en vehículos equipados con motor de encendido por chispa y 2por compresión. Los requisitos se entregan en las tablas siguientes.

²⁷⁵ Ver (13 CCR 2262-The California Reformulated Gasoline Phase 2 and Phase 3 Standards) en anexo bibliográfico digital.

²⁷⁶ Ver (13 CCR 2292.5-Specification for Compressed Natural Gas) en anexo bibliográfico digital.

²⁷⁷ Ver (13 CCR 2292.6-Specification for Liquefied Petroleum Gas) en anexo bibliográfico digital.

²⁷⁸ DIRECTIVA 2009/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las

Parámetro		Unidad	Límites	
			Mínimo	Máximo
Octanaje RON			95	-
Octanaje MON			85	-
Presión de vapor durante el período estival		kPa	-	60,0
Destilación	Evaporado a 100°C	% v/v	46,0	-
	Evaporado a 150°C	% v/v	75,0	-
Análisis de los hidrocarburos	Olefinas	% v/v	-	18,0
	Aromáticos	% v/v	-	35,0
	Benceno	% v/v	-	1,0
Contenido de oxígeno		% m/m		3,7
Compuestos oxigenados	Metanol	% v/v		3,0
	Etanol (podrían ser necesarios agentes estabilizadores)	% v/v		10,0
	Alcohol isopropílico	% v/v	-	12,0
	Alcohol terc-butílico	% v/v	-	15,0
	Alcohol isobutílico	% v/v	-	15,0
	Éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula	% v/v	-	22,0
	Otros compuesto oxigenados	% v/v	-	15,0
Contenido de azufre ²⁷⁹		[ppm] en masa	-	10,0
Contenido de plomo		g/l	-	0,005

Tabla 140: Especificaciones medioambientales de las gasolinas ²⁸⁰

Parámetro	Unidad	Límites	
		Mínimo	Máximo
Índice de cetano		51	-
Densidad a 15°C	kg/m	-	845,0
Destilación: 95% v/v recogido a:	°C	-	360,0
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	% m/m	-	8,0
Contenido de azufre ²⁷⁹	[ppm] en masa	-	10,0
Contenido en FAME – EN 14078	% v/v	-	7,0

Tabla 141: Especificaciones medioambientales del diésel²⁸¹

Es importante destacar que la Directiva 2009/30/CE introduce modificaciones a los Artículos 3 y 4 de la Directiva 98/70/CE, estableciendo que los Estados miembros pueden autorizar la comercialización de:

emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

²⁷⁹ En la normativa se especifica el límite como 10 [mg/kg].

²⁸⁰ Anexo I de la Directiva 2009/30/CE.

²⁸¹ Anexo II de la Directiva 2009/30/CE.

- pequeñas cantidades de gasolina con un contenido de plomo inferior a 0,15 g/l, hasta un máximo del 0,03 % del total de ventas.
- diésel con un contenido en éster metílico de ácidos grasos (FAME) superior al 7%.

Posteriormente, la Directiva (UE) 2016/802²⁸² se impone para el diésel que se utilicen en los Estados miembros, el contenido de azufre debe ser inferior a 0,10% en masa. Se excluye de esta imposición “*los combustibles diésel tal y como se definen en el artículo 2, punto 2²⁸³, de la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Los combustibles utilizados en maquinaria móvil distinta de la de carretera y en tractores agrícolas quedan excluidos de la presente definición*”.

Combustibles gaseosos

No existe una normativa que homologue las características de los combustibles gaseosos en la Comunidad Europea.²⁸⁴

China

China ha establecido sucesivamente normativas que mejoran la calidad de los combustibles, como da cuenta el International Council on Clean Transportation²⁸⁵. La evolución de las imposiciones para diésel y gasolina se muestran en las tablas siguientes.

Etapa	Estándar	Máximo nivel de azufre [ppm]	Fecha establecimiento de estándar	Fecha implementación de estándar
China I	GB 17930-1999	Requerimiento: libre de plomo	28-12-1999	1-1-2000
China II	GB 17930-1999 (revisado)	500	2-12-2004	1-7-2005
China III	GB 17930-2006	150	6-12-2006	Por etapas entre 1-1-2010 y 1-7-2011
China IV	GB 17930-2011	50	12-05-2011	Por etapas 31-12-2014
China V	GB 17930-2013	10	18-12-2013	Por etapas 31-12-2017

Tabla 142: Evolución de las exigencias para gasolina, China

²⁸² DIRECTIVA (UE) 2016/802 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de mayo de 2016 relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

²⁸³ El punto 2 del artículo 2 de la Directiva 98/70/CE establece: “Combustibles diésel: los gasóleos comprendidos en el código NC 2710 19 41 utilizados para la propulsión de vehículos automóviles contemplados en las Directivas 70/220/CEE y 88/77/CEE”. La Directiva 70/220/CEE aplica a los vehículos con motores de explosión destinados a circular en carretera con o sin carrocería, y la Directiva 88/77/CEE apunta a motores diésel destinados a la propulsión de vehículos.

²⁸⁴ Como se establece en el considerando 20 del REGLAMENTO (UE) 2016/426 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 9 de marzo de 2016 sobre los aparatos que queman combustibles gaseosos y por el que se deroga la Directiva 2009/142/CE

²⁸⁵ Ver (ICCT, 2014). En anexo bibliográfico digital.

Etapa	Estándar	Máximo nivel de azufre [ppm]	Fecha establecimiento de estándar	Fecha implementación de estándar
China I	GB 252-2000	2000	27-10-2000	1-1-2002
China II	GB/T 19147-2003	500 (voluntario)	23-5-2003	1-10-2003
China III	GB 19147-2003	350	12-6-2009	Por etapas entre 1-1-2010 y 1-7-2011
China IV	GB 19147-2013	50	7-2-2013	Por etapas 31-12-2014
China V	GB 19147-2013	10	8-6-2013	Por etapas 31-12-2017

Tabla 143: Evolución de las exigencias para diésel, China

Complementariamente, en la misma publicación se establecen las mejoras que han enfrentado la gasolina y el diésel entre las sucesivas etapas. El análisis se muestra en las tablas siguientes.

Parámetro	Cambio entre Cina III y Cina IV	Cambio entre China IV y China V
Contenido de azufre [ppm] en masa	Reducción de 150 a 50	Reducción de 50 a 10
Límite de manganeso [mg/l]	Reducción de 16 a 8	Reducción de 8 a 2
Contenido de olefinas	Reducción de 30% a 28%	Reducción de 28% a 24%
Verano RVP [kPa]	Límite superior reducido desde 72 a 68; límite inferior de 40 agregado	Límite superior reducido desde 68 a 65; también se agregan que las provincias del sur de Guangdong, Guangxi y Hainan deben cumplir con los límites de verano RVP durante todo el año
Invierno RVP [kPa]	Límite superior reducido desde 88 a 85; límite inferior de 42 agregado	Se incrementa el límite inferior de 42 a 45
Octano (RON)	Sin cambios	Niveles mínimos de RON disminuyen de 90/93/97 a 89/92/95 también el estándar RON 98 se agrega.
Densidad [kg/m ³]	No aplica	Nuevo requerimiento de 720-775 a 20 [°C].

Tabla 144: Cambios en la regulación para gasolina, China

Parámetro	Cambio entre Cina III y Cina IV	Cambio entre China IV y China V
Contenido de azufre [ppm]	Reducción de 350 a 50	Reducción de 50 a 10
Número de cetano	Sin cambio	<ul style="list-style-type: none"> • #5, #0, #-10: incremento de 49 a 51 • #-20: incremento de 46 a 49 • #-20, #-35, #-50: incremento de 45 a 47

Tabla 145: Cambios en la regulación para diésel, China

India

Según se recoge de la normativa para emisiones, las especificaciones de los combustibles utilizados por los grupos electrógenos, son las mismas que para combustibles utilizado en carretera.

La evolución de las especificaciones técnicas de los combustibles es entregada por la Junta Central de Control de la Contaminación (Central Pollution Control Board) del Ministerio del Medioambiente y Bosques, y se muestra en la tabla siguiente

Año	1996	2000	2005	2010
Especificaciones del diésel				
Nº de cetano, mínimo	45	48	48	51

Año	1996	2000	2005	2010
Azufre % en peso	0,50	0,25	0,05	0,035
Destilación T95	-	370	370	360
Poliaromáticos		-	-	11
Especificaciones de la gasolina				
RVP a 38°C, kpa	35 – 70	-	35 – 60	60
Benceno % en volumen, máximo	5,0	Metro: 3,0 Resto: 5,0	Metro: 1,0 Resto: 3,0	1,0
Plomo G/m3, máximo	Bajo en plomo: 0,15% Sin plomo: 0,013%	0,013	0,013	0,005
Azufre % en masa, máximo	Sin plomo: 0,10 Con plomo: 0,20	0,10	0,05	0,015
Aromáticos % en volumen, máximo	-	-	45	42
Oxígeno % en volumen, máximo	-	-	2,0	2,7

Tabla 146: Evolución de la calidad de los combustibles en India

Complementariamente, el 19 de febrero de 2016 se publicó un borrador de una amenda a Central Motor Vehicles Rules, 1989, que modifican las características permitidas para los combustibles, estableciendo una cuarta etapa regulatoria, Bharat Stage IV, que establece las imposiciones siguientes:

Parámetro	Unidad	Límites	
		Mínimo	Máximo
Número de octanos de investigación (RON)		95,0	98,0
Número de octanos de motor (MON)		85,0	89,0
Densidad a 15°C	[kg/m ³]	743,0	756,0
Presión de vapor	[kPa]	56,0	60,0
Contenido de agua	[% m/m]	Máximo 0,05 (aspecto a -7°C: claro y brillante)	
Destilación			
Evaporado a 70°C	[% v/v]	34,0	46,0
Evaporado a 100°C	[% v/v]	54,0	62,0
Evaporado a 150°C	[% v/v]	86,0	94,0
Punto final de ebullición	[°C]	170	195
Residuos	[% v/v]	-	2,0
Análisis de hidrocarburos			
Olefinas	[% v/v]	6,0	13,0
Aromáticos	[% v/v]	25,0	32,0
Benceno	[% v/v]	-	1,00
Saturados	[% v/v]	Reportar	
Relación carbón/hidrógeno		Reportar	
Relación carbón/oxígeno		Reportar	
Periodo de inducción	[minutos]	480	-
Contenido de oxígeno	[% m/m]	3,3	3,7
Solvente goma lavada (contenido de goma)	[mg/100ml]	-	4
Contenido de azufre²⁸⁶	[ppm] en masa	-	10
Corrosión de cobre 3 [h], 50°C		-	Clase 1
Contenido de plomo	mg/l	-	5
Contenido de fósforo	mg/l	-	1,3

²⁸⁶ En la normativa es expresado como 10 [mg/kg]

Parámetro	Unidad	Límites	
		Mínimo	Máximo
Etanol	[% v/v]	9,0	10,0

Tabla 147: Especificaciones sugeridas en India para gasolina (E10)

Parámetro	Unidad	Límites	
		Mínimo	Máximo
Índice de cetano		46,0	-
Número de cetano		52,0	56,0
Densidad a 15°C	kg/m ³	833,0	837,0
Destilación			
Punto 50%	[°C]	245,0	-
Punto 95%	[°C]	345,0	360,0
Punto final de ebullición	[°C]	-	370,0
Punto de inflamación	[°C]	55	-
Punto de turbidez	[°C]	-	-10
Viscosidad a 40°C	[mm ² /s]	2,30	3,30
HC aromáticos policíclicos	[% m/m]	2,0	4,0
Contenido de azufre²⁸⁶	[ppm] en masa	-	10,0
Corrosión de cobre 3 [h], 50°C		-	Clase 1
Residuo carbón Conradson (10% DR)	[% m/m]	-	0,20
Contenido de ceniza	[% m/m]	-	0,010
Contaminación total	[mg/kg]	-	24
Contenido de agua	[mg/kg]	-	200
Número ácido	[mg KOH/g]	-	0,10
Lubricidad (HFRR a 60°C)	[µm]	-	400
Estabilidad de oxidación @ 110°C	[H]	20,0	-
FAME	[% v/v]	6,0	7,0

Tabla 148: Especificaciones sugeridas en India para diésel (B7)

Reino Unido

La regulación de calidad de los combustibles líquidos no se establece para todo el Reino Unido, sino que para distintas regiones. Las disposiciones por cada territorio que rigen en la actualidad están orientadas a regular la cantidad de azufre permitida, y se muestran en la tabla siguiente.

Región	Regulación vigente	Combustible regulado	Contenido de azufre máximo permitido
Irlanda del Norte	The Sulphur Content of Liquid Fuels (Amendment) Regulations (Northern Ireland) 2014 (Statutory Rules of Northern Ireland 2014/147)	Petróleo pesado (heavy fuel oil)	1% en masa
		Gas oil	0,1% en masa
Escocia	The Sulphur Content of Liquid Fuels (Scotland) Regulations 2014 (Scottish Statutory Instruments 2014/258)	Petróleo pesado (heavy fuel oil)	1% en masa
		Gas oil	0,1% en masa
Inglaterra y Gales	The Sulphur Content of Liquid Fuels (England and Wales) Regulations 2007 (Statutory Instrument 2007/79)	Petróleo pesado (heavy fuel oil)	1% en masa
		Gas oil	0,1% en masa

Tabla 149: Contenido de azufre en combustibles líquidos permitido en distintas regiones del Reino Unido

Es importante mencionar que se permiten exclusiones al cumplimiento del contenido de azufre del combustible, para aquel utilizado en instalaciones que son alcanzadas por una regulación particular, como por ejemplo, las industriales alcanzadas por la Directiva 2001/80/CE.

Brasil

Brasil es el sexto país que más exporta petróleo a nivel americano, y vigésimo segundo lugar a nivel mundial²⁸⁷. Dada la relevancia que tiene, la Asociación Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustible (ANP) homologa las propiedades de diversos combustibles.

Diésel

En la Resolución ANP 21/2004 se establecen las primeras características para combustibles diésel, que luego fue revocada por la Resolución 35/2007. En esta última, se dejan estipuladas las características descritas en la siguiente tabla:

Parámetro	Unidad	Valor
Aspecto	-	Limpio y libre de impurezas
Color máximo	-	3
Azufre total ²⁸⁸	[ppm] máximo en masa	50
Destilación al 50%, volumen recuperado	[°C]	245
Destilación al 95%, volumen recuperado	[°C]	345 - 350
Punto final de ebullición	[°C]	370
Densidad a 20 [°C]	[kg/m ³] mínimo y máximo	829 - 834
Punto de inflamación	[°C]	38
Viscosidad a 40 [°C]	[mm ² /s] mínimo y máximo	2,5 - 3,5
Punto de obstrucción de filtro frío	[°C]	3 [°C]
Número de Cetano	-	49 - 52
Residuo de Carbono	[%] en masa máximo	0,2
Hidrocarburos policíclicos aromático	[%] en masa	3 - 6
Cenizas	[%] en masa máximo	0,01
Corrosión sobre cobre	-	1
Agua	[mg/kg] máximo	200
Agua y sedimentos	[%] en volumen	0,05
Índice de neutralización	[mg KOH/g]	0,02
Estabilidad hacia la oxidación	[mg/ml]	0,025
Lubricidad	[µm]	460

Tabla 150: Características del diésel, Brasil²⁸⁹

Gasolina

En la resolución ANP 38/2009 se establecen inicialmente las características para gasolina, que luego fue reemplazada por la resolución ANP 40/2013. En esta última resolución se especifican dos tipos de gasolinas:

- Gasolina Tipo A: Aquella producida en el país, importada o formulada por los agentes económicos autorizados para cada caso, exenta de compuestos oxigenados.

²⁸⁷ Ver (The World Factbook — Central Intelligence Agency) en anexo bibliográfico digital.

²⁸⁸ En la norma se establece como 50 [mg/kg].

²⁸⁹ Ver (Reglamento Técnico ANP n° 5_2007 - Óleo Diesel) en anexo bibliográfico digital.

- Gasolina Tipo C: Aquella constituida por gasolina tipo A y etanol anhídrido según la ordenanza MAPA²⁹⁰ 75/2015, resolución CIMA²⁹¹ 1/2015²⁹².

Las propiedades del combustible se describen en la siguiente tabla:

Parámetro	Unidad	Límites			
		Gasolina Común		Gasolina Premium	
		Tipo A	Tipo C	Tipo A	Tipo C
Aspecto	-	Limpio y libre de impurezas			
Color máximo	-	De incoloro a color amarillento, exento de colorante			
Contenido de Etanol Anhídrido	[%] en volumen	-	27	-	25
Contenido de azufre²⁹³	[ppm] máximo en masa	-	50	-	50
Contenido de benceno	[%] en volumen máximo	-	1	-	1
Contenido de hidrocarburos aromáticos	[%] en volumen máximo	-	35	-	35
Contenido de HC olefinas	[%] en volumen máximo	-	25	-	25
Destilación al 10% del volumen evaporado	[°C] máximo	65			
Destilación al 50% del volumen evaporado	[°C] máximo	120	80	120	80
Destilación al 90% del volumen evaporado	[°C] máximo	190			
Punto final de evaporación	[°C] máximo	215			
Residuos	[%] en volumen máximo	2			
Número de octano motor	Mínimo	-	82	-	-
Índice Antidetonante	Mínimo	-	87	-	91
Presión de Vapor (a 37,8 [°C])	[kPa] máximo	45 - 62	69	45 - 62	69
Solvente de goma lavada	[mg/ml] contenido de goma máximo	0,05			
Periodo de inducción a 100 [°C]	[min] mínimo	-	360	-	360
Corrosión en cobre		1			
Contenido de metanol	[%] en volumen máximo	0,5			
Contenido de plomo	[mg/ml] máximo	5			
Contenido de fósforo	[mg/ml] máximo	1,3			

Tabla 151: Especificaciones para gasolina, Brasil²⁹⁴

²⁹⁰ MAPA: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento

²⁹¹ CIMA: Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool

²⁹² Ver (Portaria MAPA Nº 75 DE 05_03_2015) en anexo bibliográfico digital.

²⁹³ En la norma se establece como 50 [mg/kg].

²⁹⁴ Ver (Resolução ANP Nº 40 DE 25_10_2013) en anexo bibliográfico digital.

Biodiesel

El biodiesel es fuertemente impulsado por el gobierno brasileño, por lo que tiene homologación de la ANP. En la resolución ANP 42/2004 se establecen las características de este combustible, descritas en la siguiente tabla:

Parámetro	Unidad	Valor
Aspecto	-	Limpio y libre de impurezas
Azufre total ²⁹⁵	[ppm] máximo en masa	50
Sodio y Potasio	[mg/kg] máximo	5
Calcio y magnesio	[mg/kg] máximo	5
Fósforo	[mg/kg] máximo	10
Contenido de agua	[mg/kg] máximo	500
Contaminación total	[mg/kg] máximo	24
Contenido mínimo de éster	[%] en masa máximo	96,5
Densidad a 20 [°C]	[kg/m ³] mínimo y máximo	850 - 900
Punto de inflamación	[°C] mínimo	100
Viscosidad a 40 [°C]	[mm ² /s] mínimo y máximo	3 - 6
Punto de obstrucción de filtro frío	[°C]	19
Número de Cetano	-	Debe ser analizado cada trimestre
Índice de yodo	-	Debe ser analizado cada trimestre
Mono, di, triglicéridos	-	Debe ser analizado cada trimestre
Residuo de Carbono	[%] en masa máximo	0,05
Cenizas sulfatadas	[%] en masa máximo	0,02
Corrosión sobre cobre	máximo	1
Agua y sedimentos	[%] en volumen máximo	0,05
Glicerina total	[%] en masa máximo	0,25
Metanol o Etanol	[%] en masa máximo	0,2
Índice de ácidos	[mg KOH/g]	0,5
Estabilidad hacia la oxidación a 110 [°C]	[h] mínimo	6

Tabla 152: Especificaciones para biodiesel, Brasil²⁹⁶

²⁹⁵ En la norma se establece como 50 [mg/kg].

²⁹⁶ Ver (Resolução ANP N°23-26_6_2013) en anexo bibliográfico digital.

ANEXO 2: Precios de los combustibles en Chile

Como da cuenta el Ministerio de Desarrollo Social²⁹⁷ el precio social de los combustibles corresponde al mostrado en la tabla siguiente:

	Gasolina 93	Gasolina 95	Gasolina 97	Diésel
Precio social [\$/l]	348,86	384,27	421,51	319,22

Tabla 153: Precio social de los combustibles

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía publica precios de energéticos. A continuación se presentan los precios a consumidor del gas natural²⁹⁸, y el precio del petróleo Brent.

	Gas natural ²⁹⁹			Crudo Brent ³⁰⁰
	\$/m ³ Consumo 19,3 m ³	\$/m ³ Consumo 58 m ³	\$/m ³ Consumo 116 m ³	(USD/barril)
Enero de 2016	922	629	617,04	30,99
Febrero de 2016	922	629	617,04	32,46
Marzo de 2016	922	629	617,04	38,51
Abril de 2016	922	629	617,04	41,48
Mayo de 2016	922	629	607,87	46,83
Junio de 2016	922	629	607,87	48,28
Julio de 2016	922	629	607,87	45,00
Agosto de 2016	922	629	607,87	45,85
Septiembre de 2016	922	629	607,87	46,69
Octubre de 2016	922	629	607,87	49,74
Noviembre de 2016	922	629	607,87	45,13
Diciembre de 2016	922	629	607,87	53,57
Enero de 2017	967	660	638,34	54,60
Febrero de 2017	967	660	638,34	55,06

Tabla 154: Precios de combustibles en Chile

²⁹⁷ Precios Sociales 2017, División de Evaluación Social de Inversiones, Subsecretaría de Evaluación Social, Sistema Nacional de Inversiones, Ministerio de Desarrollo Social. 2017.

²⁹⁸ La estructura de precios del gas natural hace que el costo promedio del m³ disminuya a medida que aumenta la demanda. Se presentan los valores para la Región Metropolitana.

²⁹⁹ Precios del Gas Natural, Comisión Nacional de Energía, <https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/>

³⁰⁰ Precio crudo Brent y WTI, Comisión Nacional de Energía, <https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/>

ANEXO 3: Metodología de cambio de unidades de medida de emisiones

Todo motor genera emisiones de gases contaminantes por la quema de combustible, sin embargo, esta emisión puede ser referida respecto a los metros cúbicos de gases de escape o a la energía aportada por el motor. Para comparar ambas mediciones es necesario establecer una transformación de unidades, es decir, determinar la cantidad de gases de escape que se generan por cantidad de energía.

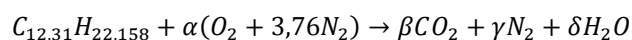
Para calcular el **factor de conversión** para transformar de $[g/m^3]$ a $[g/kWh]$ o viceversa, se debe hacer por un balance estequiométrico, respecto de una combustión completa, sin exceso de aire y todo el combustible consumido.

Luego de realizar el balance es necesario determinar la relación de aire combustible. Esta relación permite identificar la cantidad de aire consumido en kilogramos (y en metros cúbicos, considerando la densidad del aire atmosférico) por el motor cuando combustiona 1 [kg] de combustible, y por consiguiente la cantidad de gases de escape que genera el motor.

La energía que es capaz de liberar un [kg] de combustible viene determinada por el poder calorífico del mismo, que para efectos de análisis, debe ser el poder superior dado que se cuenta con la presencia de vapor de agua en el aire (aire húmedo).

A continuación se trabaja con el caso del **diésel**:

Balance estequiométrico:



Donde:

$C_{12,31}H_{22,158}$: Diésel

$(O_2 + 3,76N_2)$: Aire

$\beta CO_2 + \gamma N_2$: Vapor de la combustión

H_2O : Vapor de agua

Además se debe determinar los valores de los parámetros α , β , γ y δ . Para esto, se aplica el principio de conservación de masa.

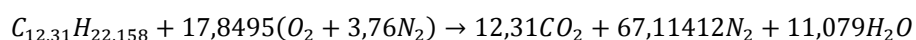
$$C \rightarrow 12,31 = \beta$$

$$H \rightarrow 22,158 = 2\delta \rightarrow \delta = 11,079$$

$$O \rightarrow 2\alpha = 2\beta + \delta \rightarrow \alpha = 17,8495$$

$$N \rightarrow 2 \cdot 3,76 \cdot \alpha = 2\gamma \rightarrow \gamma = 67,11412$$

Luego, se reescribe la primera ecuación química:



Ahora, es necesario realizar un balance de masa (verificando que se cumpla la ley de conservación de masa) para luego determinar la relación aire combustible (RAC):

$$C = 12 [kgmol]$$

$$H = 1[\text{kgmol}]$$

$$O = 16[\text{kgmol}]$$

$$N = 14 [\text{kgmol}]$$

Entonces la ecuación queda de la siguiente manera:

$$170_{\text{kg de Diésel}} + 2450,38_{\text{kg de aire}} = 541,64_{\text{kg de CO}_2} + 1879,195_{\text{kg de N}_2} + 199,42_{\text{kg de agua}}$$

La relación de aire combustible se establece como la masa de aire que se consume por cada [kg] de combustible.

$$RAC = \frac{2450,38 [\text{kg de aire}]}{170 [\text{kg de comb}]} = 14,414 \frac{[\text{kg de aire}]}{[\text{kg de comb}]}$$

Para transformar los [kg] de aire en [m³] de aire se divide por la densidad atmosférica:

$$RAC = \frac{14,414}{1,2} = 12,0116 \frac{[\text{m}^3 \text{ de aire}]}{[\text{kg de comb}]}$$

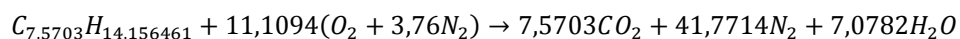
Luego para obtener la energía del combustible, se multiplican los [kg] de combustible por el poder calorífico superior del diésel³⁰¹:

$$RAC = \frac{12,0116 \frac{[\text{m}^3]}{[\text{kg}]}}{46.100 \frac{[\text{kJ}]}{[\text{kg}]}} = 2,6056 \cdot 10^{-4} \frac{[\text{m}^3]}{[\text{kJ}]} \rightarrow 0,938016 \frac{[\text{m}^3]}{[\text{kWh}]}$$

Por lo tanto, el factor de conversión de [g/m³] a [g/kWh] es 0,938016 para motores que operen con diésel.

De la misma forma, se debe calcular un factor de conversión para motores que operen con gasolina y que operen con gas natural. Como la metodología es la misma que para diésel, se procede a entregar la ecuación estequiométrica de cada uno de los combustibles mencionados.

Para Gasolina:



Donde:

$C_{7,5703}H_{14,156461}$: Gasolina

$(O_2 + 3,76N_2)$: Aire

$7,5703CO_2 + 41,7714N_2$: Vapor de la combustión

H_2O : Vapor de agua

Luego, la relación de aire combustible será:

$$RAC = \frac{1525,1 [\text{kg de aire}]}{105 [\text{kg de comb}]} = 14,52476 \frac{[\text{kg de aire}]}{[\text{kg de comb}]} = 12,103965 \frac{[\text{m}^3 \text{ de aire}]}{[\text{kg de comb}]}$$

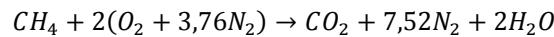
³⁰¹ Cengel-Boles (Termodinámica), 7° edición, Apéndice, Tabla A-27 – Propiedades de algunos combustibles e hidrocarburos comunes.

Considerando el poder calorífico superior de la Gasolina³⁰²:

$$\rightarrow \frac{12,103965 \left[\frac{m^3}{kg} \right]}{47300 \left[\frac{kJ}{kg} \right]} = 2,558978 \cdot 10^{-4} \left[\frac{m^3}{kj} \right] \rightarrow 0,921232 \left[\frac{m^3}{kWh} \right]$$

Lo que lleva a un factor de conversión de 0,921232 [g/m³] para motores que operen con gasolina.

Finalmente, para el gas natural se tiene:



Donde:

CH_4 : Metano (Principal componente del GN)

$(O_2 + 3,76N_2)$: Aire

$CO_2 + 7,52N_2$: Vapor de la combustión

H_2O : Vapor de agua

Luego, la relación de aire combustible será:

$$RAC = \frac{274,56 [kg \text{ de aire}]}{16 [kg \text{ de comb}]} = 17,16 \frac{[kg \text{ de aire}]}{[kg \text{ de comb}]} = 14,3 \frac{[m^3 \text{ de aire}]}{[kg \text{ de comb}]}$$

Considerando el poder calorífico superior del Metano³⁰²:

$$\rightarrow \frac{14,3 \left[\frac{m^3}{kg} \right]}{55.530 \left[\frac{kJ}{kg} \right]} = 2,575185 \cdot 10^{-4} \left[\frac{m^3}{kj} \right] \rightarrow 0,927066 \left[\frac{m^3}{kWh} \right]$$

Lo que lleva a un factor de conversión de 0,927066 [g/kWh]/[m³/kWh] para motores que operen con Gas Natural (o combustibles gaseosos).

A modo de resumen, se expresan los 3 factores de conversión para los distintos combustibles.

Motores que operen con:	Factor de conversión [g/kWh]/[g/m ³]
Diésel	0,938016
Gasolina	0,921232
Gas Natural	0,927066

Tabla 155: Factores de conversión para combustible Diésel, Gasolina y Gas Natural.

Si existe un exceso de oxígeno, entonces se debe **corregir** el factor de conversión y esto se hace mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Nuevo Factor de conversión} = \text{Factor de corrección}_{\text{por } \%O_2} \cdot \text{Factor de conversión}$$

³⁰² Cengel-Boles (Termodinámica), 7° edición, Apéndice, Tabla A-27 – Propiedades de algunos combustibles e hidrocarburos comunes.

Para calcular el **factor de corrección** por exceso de oxígeno, se tiene:

$$\text{Factor de corrección}_{\text{por } \%O_2} = \frac{20,9}{20,9 - \%O_2}$$

Ejemplo:

La normativa Alemana indica que un motor de encendido por compresión que utilice combustible líquido debe cumplir con el estándar de emisión 0,02 [g/m³] de material particulado (MP). Para llevar este valor a [g/kWh], se multiplica directamente por el factor de conversión (corregido por exceso de oxígeno).

Para el caso de Alemania, las mediciones de emisiones fueron hechas con un 5% de exceso de Oxígeno (O₂), por lo tanto, el factor de corrección será:

$$\text{Factor de corrección}_{\text{por } \%O_2} = \frac{20,9}{20,9 - \%O_2} = \frac{20,9}{20,9 - 5} = 1,31$$

$$\rightarrow \text{Nuevo Factor de conversión} = 1,31 \cdot 0,938016 = 1,228801$$

Ahora se procede al cambio de unidades:

$$\rightarrow 0,02 \left[\frac{g}{m^3} \right] \cdot 1,228801 \left[\frac{m^3}{kWh} \right] = 0,0246 \left[\frac{g}{kWh} \right] \approx 0,025 \left[\frac{g}{kWh} \right]$$

ANEXO 4: Requerimientos específicos para motores estacionarios en Estados Unidos

Limitaciones para las emisiones motores existentes, nuevos o reconstruidos, de chispa, de 4 tiempos, mezcla rica, con potencia superior a 500 HP ubicado en una fuente mayor de emisiones de HAP	
Deben cumplirse los siguientes límites de emisiones, excepto durante periodos de partida	Durante los periodos de partida se debe:
<p>a. Reducir emisiones de formaldehído en un 76% o más. Si la construcción o reconstrucción entre el 19 de diciembre de 2002 y el 15 de junio de 2004, se debe reducir las emisiones de formaldehído o más hasta el 15 de junio de 2007, o</p> <p>b. Limitar la concentración de formaldehído en motores de combustión interna estacionarios a 350 [ppbvd] o menos a un 15% de O₂.</p>	<p>Minimizar el tiempo de stand by y minimizar el tiempo de partida a un periodo necesario para cargar el motor de manera apropiada y segura, sin exceder los 30 [min], después del cual las restricciones sobre las emisiones aplican.</p>
Para:	Deben cumplirse las siguientes limitaciones operacionales, excepto durante las partidas
<p>1. Motores dentro del alcance, cumpliendo con la reducción de formaldehído del 76% o más, o cumpliendo con el límite de emisión de formaldehído de 350 [ppbvd] o menos a un 15% de O₂.</p>	<p>a. Mantener el catalizador para que la caída de presión a través del mismo no cambie en más de 2 pulgadas de agua a 100% de carga \pm 10, durante la prueba de rendimiento inicial.</p> <p>b. Mantener la temperatura de los gases de escape del motor para que la temperatura de entrada al catalizador sea mayor o igual a 750°F (398,89°C) y menor o igual a 1.250°F (676,67°C).</p>
<p>2. Motores dentro del alcance, cumpliendo con la reducción de formaldehído del 76% o más, o cumpliendo con el límite de emisión de formaldehído de 350 [ppbvd] o menos a un 15% de O₂, que no usan NSCR</p>	<p>Cumplir con alguna limitación de operación aprobados por el administrador.</p>

Límites de emisiones para motores nuevos o reconstruidos de: 2 tiempos, mezcla pobre, P > 500 [HP] o Motor de chispa de 4 tiempos, mezcla pobre, P ≥ 250 [HP] y motores de combustión existentes con P > 500 [HP]		
Por cada:	Deben cumplirse las siguientes limitaciones operacionales, excepto durante las partidas	Durante los periodos de partida se debe:
Motor de 2 tiempos, mezcla pobre, P > 500 [HP]	a. Reducir las emisiones de CO en un 58% o más, o b. Limitar la concentración de formaldehído en los gases a 12 [ppbvd] o menos al 15% de O ₂ . Si la construcción o reconstrucción ocurrió entre el 19 de diciembre de 2002 y el 15 de junio de 2004, se debe limitar la concentración de formaldehído a 17 [ppbvd] o menos a un 15% de O ₂ al 15 de junio de 2007.	Minimizar el tiempo de stand by y minimizar el tiempo de partida a un periodo necesario para cargar el motor de manera apropiada y segura, sin exceder los 30 [min], después del cual las restricciones sobre las emisiones aplican.
Motor de chispa de 4 tiempos, mezcla pobre, P ≥ 250 [HP]	a. Reducir emisiones de CO en un 93% o más, o b. Limitar la concentración de formaldehído en los gases de escape a 14 [ppbvd] o menos al 15% de O ₂ .	
Motores de compresión	a. Reducir emisiones de CO en un 70% o más, o b. Limitar la concentración de formaldehído en los gases de escape a 580 [ppbvd] o menos al 15% de O ₂ .	
Motores dentro del alcance cumpliendo con los requerimientos para reducir CO y usando un catalizador oxidativo, o cumpliendo la concentración de formaldehído y usando oxidación catalítica	a. Mantener el catalizador para que la caída de presión a través del mismo no cambie en más de 2 pulgadas de agua (4,9768 [mbar]) a 100% de carga ± 10, durante la prueba de rendimiento inicial. b. Mantener la temperatura de los gases de escape del motor para que la temperatura de entrada al catalizador sea mayor o igual a 450°F (232,22°C) y menor o igual a 1.350°F (732,22°C).	
Motores de compresión existentes, con P > 500 [HP], cumpliendo con los requerimientos para limitar o reducir la concentración de CO en los gases de escape, y usando un catalizador oxidativo	a. Mantener el catalizador para que la caída de presión en él no cambien en más de 2 pulgadas de agua (4,9768 [mbar]), medido durante los test de desempeño iniciales, y b. Mantener la temperatura de los gases de escape de tal forma que la temperatura a la entrada del catalizador es mayor o igual a 450 (232,22°C) y menor o igual a 1.350°F (732,22°C).	
Motores dentro del alcance, que no usan oxidación catalítica y que: <ul style="list-style-type: none"> • Cumplan con los requerimientos de reducir las emisiones de CO • Cumplan con los requerimientos de limitar la emisión de 	Cumplir con limitaciones operativas aprobadas por el Administrador.	

formaldehído		
Motores de compresión con $P > 500$ [HP] cumpliendo con los requerimientos para limitar o reducir la concentración de CO, sin contar con un catalizador oxidativo.		
Requerimientos para motores de compresión existentes o motores existentes de chispa con $P \leq 500$ [HP], ambos ubicados en una fuente mayor		
Para	Deben cumplirse las siguientes limitaciones operacionales, excepto durante las partidas	En las partidas se debe:
Motores de compresión o de chispa de emergencia y de partida en negro (black start) ³⁰³	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar los filtros de aire cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	Minimizar el tiempo de stand by y minimizar el tiempo de partida a un periodo necesario para cargar el motor de manera apropiada y segura, sin exceder los 30 [min], después del cual las restricciones sobre las emisiones aplican.
Motores no de emergencia, no de partida en negro, de compresión con potencia (P) menor a 100 [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar los filtros de aire cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	
Motores no de emergencia, no de partida en negro, de compresión con 100 [HP] $\leq P < 300$ [HP]	Limitar la concentración de CO en los gases de escape a 230 [ppmvd] o menos a 15 % de O ₂ .	
Motores no de emergencia, no de partida en negro, de compresión con 300 [HP] $\leq P < 500$ [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Limitar la concentración de CO en los gases de escape a 49 [ppmvd] o menos a 15 % de O₂, o b. Reducir las emisiones de CO en un 70% o menos. 	
Motores no de emergencia, no de partida en negro, de compresión con $P > 500$ [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Limitar la concentración de CO en los gases de escape a 23 [ppmvd] o menos a 15 % de O₂, o b. Reducir las emisiones de CO en un 70% o menos. 	
Motores de chispa de emergencia y de partida en negro	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar las bujías cada 1.000 [h] de operación o 	

³⁰³ Proceso de restauración una central generadora o una parte del sistema eléctrico a la operación, sin depender de la red de transmisión externa.

	<p>anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario.</p> <p>c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, de chispa con $P < 100$ [HP], que no sean de 2 tiempos ni de mezcla pobre</p>	<p>a. Cambiar aceite y filtro cada 1.440 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero.</p> <p>b. Inspeccionar las bujías cada 1.440 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario.</p> <p>c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 1.440 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, de chispa con potencia menor a 100 [HP], de 2 tiempos y mezcla pobre</p>	<p>a. Cambiar aceite y filtro cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero.</p> <p>b. Inspeccionar las bujías cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario.</p> <p>c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, 100 [HP] $\leq P \leq 500$ [HP], de 2 tiempos y de mezcla pobre</p>	<p>Limitar concentración de CO en los gases de escape a 225 [ppmvd] o menos al 15% de O₂.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, 100 [HP] $\leq P \leq 500$ [HP], de 4 tiempos y de mezcla pobre</p>	<p>Limitar concentración de CO en los gases de escape a 47 [ppmvd] o menos al 15% de O₂.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, 100 [HP] $\leq P \leq 500$ [HP], de 4 tiempos y de mezcla rica</p>	<p>Limitar concentración de CO en los gases de escape a 10,3 [ppmvd] o menos al 15% de O₂.</p>	
<p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, 100 [HP] $\leq P \leq 500$ [HP], que combustionan gas de relleno sanitario o de digestor al 10% o más del aporte bruto de calor sobre una base anual.</p>	<p>Limitar concentración de CO en los gases de escape a 177 [ppmvd] o menos al 15% de O₂.</p>	

Requerimientos para motores existentes ubicados en fuentes de área		
Para	Deben cumplirse las siguientes limitaciones operacionales, excepto durante las partidas	Durante los periodos de partida se debe:
Motores de compresión no de emergencia ni de partida en negro, $P \leq 300$ [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar los filtros de aire cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	Minimizar el tiempo de stand by y minimizar el tiempo de partida a un periodo necesario para cargar el motor de manera apropiada y segura, sin exceder los 30 [min], después del cual las restricciones sobre las emisiones aplican.
Motores de compresión no de emergencia ni de partida en negro, 300 [HP] $< P \leq 500$ [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Limitar la concentración de CO en los gases de escape a 49 [ppmvd] al 15% de O₂, o b. Reducir las emisiones de CO en un 70% o más. 	
Motores de compresión no de emergencia ni de partida en negro, $P > 500$ [HP]	<ul style="list-style-type: none"> a. Limitar la concentración de CO en los gases de escape a 23 [ppmvd] al 15% de O₂, o b. Reducir las emisiones de CO en un 70% o más. 	
Motores de compresión de emergencia y de partida en negro	<ul style="list-style-type: none"> c. Cambiar aceite y filtro cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. d. Inspeccionar los filtros de aire cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. e. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	
Motores de chispa de emergencia y de partida en negro; motores no de emergencia ni de partida en negro de 4 tiempos de mezcla pobre o pobre, $P > 500$ [HP] que operan 24 [h] o menos por año calendario	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar las bujías cada 1.000 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 500 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	
No de emergencia ni de partida en negro, de 2 tiempos, mezcla pobre, chispa	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar las bujías cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario. c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 4.320 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario. 	
No de emergencia ni de partida en negro, de 4 tiempos, mezcla pobre	<ul style="list-style-type: none"> a. Cambiar aceite y filtro cada 1.440 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero. b. Inspeccionar las bujías cada 1.440 [h] de 	

<p>o rica, $P \leq 500$ [HP], chispa</p> <p>Motores no de emergencia, no de partida en negro, que combustionan gas de relleno sanitario o de digestor al 10% o más del aporte bruto de calor sobre una base anual.</p>	<p>operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario.</p> <p>c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 1.440 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario.</p>	
<p>No de emergencia ni de partida en negro, de 4 tiempos, mezcla pobre o rica remotos, $P > 500$ [HP], chispa, remotos</p>	<p>a. Cambiar aceite y filtro cada 2.160 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero.</p> <p>b. Inspeccionar las bujías cada 2.160 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra antes, y reemplazar en caso de ser necesario.</p> <p>c. Inspeccionar todas las mangueras y correas cada 2.160 [h] de operación o anualmente, lo que ocurra primero, y reemplazar en caso de ser necesario.</p>	
<p>No de emergencia ni de partida en negro, de 4 tiempos, mezcla rica que no son remotos y operan más de 24 [h] por año calendario</p>	<p>Instalar NSCR para reducir emisiones de HAP</p>	

Fuente: 40 CFR 63 subparte ZZZZ

ANEXO 5: Parámetros para valorización del reciclaje de GE en Chile

Materiales	Masa [%]
Aleación de aluminio	2,5-3
Aluminio fundido	2,5-3
Hierro fundido	11,5-12
Cobre	3-3,5
Epóxidos	< a 1
Ferromanganeso (Fe-Si)	< a 0,5
Ferro silicio (Fe-Si)	27
Plomo	-
Acero de baja aleación	25
Acero bajo en carbono	16
Molibdeno	< a 0,5
Níquel	< a 0,5
Placa de circuitos impresos (PCB)	< a 0,5
Acero inoxidable	< a 0,5
Acero, Bar y rod	10
Estaño	< a 0,5
Aleaciones de titanio	< a 0,3
Zinc	< a 0,3

Tabla 156: Porcentaje en peso de cada material de un GE³⁰⁴

Materiales	Energía incorporada en reciclaje [MJ/kg]
Aleación de aluminio	26
Aluminio fundido	10,2
Hierro fundido	10,5
Cobre	13,5
Epóxidos	n/a
Ferromanganeso (Fe-Si)	7,95
Ferrosilicio (Fe-Si)	7,95
Plomo	3,2
Acero de baja aleación	8,6
Acero bajo en carbono	7,3
Molibdeno	30,2
Níquel	33
Placa de circuitos impresos (PCB)	2420,2
Acero inoxidable	12
Acero, Bar y rod	7,95
Estaño	64,2

³⁰⁴ Ver (Benton, 2016) en anexo bibliográfico digital.

Materiales	Energía incorporada en reciclaje [MJ/kg]
Aleaciones de titanio	87
Zinc	11

Tabla 157: Energía incorporada por cada material en el reciclaje³⁰⁵

Componente	Masa [%]	Masa [kg]
Alternador	44,7	2.498,73
Motor	37,8	2.113,02
Radiador	6,6	368,94
Inyectores	10,4	581,36
Panel de control	0,5	27,95

Tabla 158: Masa de cada componente de un GE305

Materiales	Masa		Valor unitarios del material reciclado [CLP/kg]	Valor material reciclado [CLP]
	[%]	[kg]		
Aleación de aluminio	2,75	24,48	\$1.060	\$25.944
Aluminio fundido	2,75	24,48	\$450	\$11.014
Hierro fundido	11,75	104,58	\$32	\$3.346
Cobre	3,25	28,93	\$1.380	\$39.917
Ferro silicio (Fe-Si)	27,00	240,30	\$65	\$15.620
Acero de baja aleación	25,00	222,50	\$480	\$106.800
Acero bajo en carbono	16,00	142,40	\$480	\$68.352
Placa de circuitos impresos (PCB)	0,25	2,23	\$3.779	\$8.408
Acero, Bar y rod	10,00	89,00	\$72	\$6.408
			Total [pesos]	\$285.808

Tabla 159: Detalle de masa y precio por material de un GE ≤ 75 [kVA]³⁰⁶

Materiales	Masa [kg]	Consumo energético para reciclaje [kWh/kg]	Consumo total para reciclaje [kWh]	Precio kWh [CLP]	Valor [CLP]
Aleación de aluminio	24,48	7,22	176,71	\$67	\$11.821
Aluminio fundido	24,48	2,83	69,26	\$67	\$4.633
Hierro fundido	104,58	2,91	304,31	\$67	\$20.357
Cobre	28,93	3,75	108,47	\$67	\$7.256
Ferrosilicio (Fe-Si)	240,30	2,01	483,00	\$67	\$32.310
Acero de baja aleación	222,50	2,39	531,78	\$67	\$35.573
Acero bajo en carbono	142,40	2,03	289,07	\$67	\$19.337
placa de circuitos impresos (PCB)	2,23	672,28	1.495,82	\$67	\$100.063
Acero, Bar y rod	89,00	2,01	178,89	\$67	\$11.967

³⁰⁵ Elaboración propia en base a (Benton, 2016). Ver documento en anexo bibliográfico digital.

³⁰⁶ Elaboración propia en base a (Farex, 2016), (Pañihue, 2016), (Timothy, 2016). Ver documentos en anexo bibliográfico digital.

Total [CLP]	\$243.318
--------------------	------------------

Tabla 160: Detalle de masa y precio de [kWh] por cada material de un GE ≤ 75 kVA³⁰⁷

Materiales	Masa [kg]	Consumo energético para reciclaje [kWh/kg]	Consumo total para reciclaje [kWh]	Precio energía [CLP/kWh]	Valor [CLP]
Aleación de aluminio	60,50	7,22	436,81	67	\$29.220
Aluminio fundido	60,50	2,83	171,22	67	\$11.453
Hierro fundido	258,50	2,91	752,24	67	\$50.321
Cobre	71,50	3,75	268,13	67	\$17.936
Ferrosilicio (Fe-Si)	594,00	2,01	1.193,94	67	\$79.869
Acero de baja aleación	550,00	2,39	1.314,50	67	\$87.933
Acero bajo en carbono	352,00	2,03	714,56	67	\$47.800
placa de circuitos impresos (PCB)	5,50	672,28	3.697,54	67	\$247.347
Acero, Bar y rod	220,00	2,01	442,20	67	29.581
Total precio [CLP]					601.461

Tabla 161: Detalle de masa y precio de [kWh] por cada material de un GE 75 [kVA] < P ≤ 375 [kVA]³⁰⁸

Materiales	Masa [kg]	Consumo energético para reciclaje [kWh/kg]	Consumo total para reciclaje [kWh]	Precio kWh [CLP]	Valor [CLP]
Aleación de aluminio	153,73	7,22	1.109,93	67	74.249
Aluminio fundido	153,73	2,83	435,06	67	29.103
Hierro fundido	656,83	2,91	1.911,38	67	127.861
Cobre	181,68	3,75	681,30	67	45.576
Ferrosilicio (Fe-Si)	1.509,30	2,01	3.033,69	67	202.939
Acero de baja aleación	1.397,50	2,39	3.340,03	67	223.431
Acero bajo en carbono	894,40	2,03	1.815,63	67	121.457
placa de circuitos impresos (PCB)	13,98	672,28	9.398,47	67	628.711
Acero, Bar y rod	558,00	2,01	1.121,58	67	\$75.028
Total [CLP]					1.528.354

Tabla 162: Detalle de masa y precio de [kWh] por cada material de un GE P>375 [kVA]³⁰⁸

³⁰⁷ Elaboración propia a partir de (CHILECTRA, 2016), Valor [kwh] según el área A1, con tarifa AT noviembre 2016

³⁰⁸ Elaboración propia en base a (Farex, 2016), (Pañihue, 2016), (Timothy, 2016). Ver documentos en anexo bibliográfico digital.

ANEXO 6: Respuesta a solicitudes por Ley de Transparencia

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Consejo Nacional de la Cultura y las Artes	Compresión	1	2	1	2				
	Chispa								
Dirección de Aeronáutica Civil	Compresión	Cantidad variable: entre 2 y 5 GE, con rangos de potencias entre 3 y 1000 [kVA]							
	Chispa								
Hospital Carlos Van Buren	Compresión			6	24				
	Chispa								
Hospital de Chillán	Compresión	2	12	3	12	2	12		
	Chispa								
Hospital de Coronel	Compresión		2	19					
	Chispa								
Hospital de Curicó	Compresión	2	12	5	12				
	Chispa								
Hospital de La Serena	Compresión					2	48		
	Chispa								
Hospital de Las Higueras	Compresión			1	20	3	60	2	23
	Chispa								
Hospital de Los Andes	Compresión							1	20
	Chispa								
Hospital de Lota	Compresión			3	44				
	Chispa								
Hospital de Magallanes	Compresión					2	8	1	8
	Chispa								
Hospital de Melipilla	Compresión			1	S.I.				
	Chispa								
Hospital de Osorno	Compresión							3	2,6
	Chispa								
Hospital de Ovalle	Compresión			1	S.I.				
	Chispa								
Hospital de Puerto Montt	Compresión							4	12,5
	Chispa								
Hospital de Quillota	Compresión	3	50	15	50				
	Chispa								
Hospital Regional Libertador Bernardo O'Higgins	Compresión							5	100
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Hospital de San Antonio	Compresión					1	S.I.		
	Chispa								
Hospital de Talca	Compresión			1	30	1	30	3	50
	Chispa								
Hospital de Temuco	Compresión					3	10,21	1	22,29
	Chispa								
Hospital de Tomé	Compresión			1	20				
	Chispa								
Hospital de Valdivia	Compresión							1	120
	Chispa								
Hospital Luis Tisné Brousse	Compresión	9	6					1	18
	Chispa								
Hospital Roberto del Río	Compresión			1	62,4	1	62,4	1	62,5
	Chispa								
Hospital San José	Compresión							2	6
	Chispa								
Hospital San Juan de Dios	Compresión			2	5			3	5
	Chispa								
Ministerio de Educación	Compresión			1	5				
	Chispa								
Ministerio de Energía	Compresión					1	10		
	Chispa								
Ministerio de Hacienda	Compresión	1	S.I.						
	Chispa								
Ministerio de la Mujer	Compresión			1	4				
	Chispa								
Ministerio de Obras Públicas	Compresión			3	24				
	Chispa								
Ministerio de Relaciones Exteriores	Compresión					1	10	1	10
	Chispa								
Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Compresión					1	4	1	4
	Chispa								
Ministerio del Medio Ambiente	Compresión			1	9				
	Chispa								
Ministerio del Trabajo	Compresión			1	8				
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Alto del Carmen	Compresión	9	45						
	Chispa								
Municipalidad de Alto Hospicio	Compresión	1	400	1	50				
	Chispa								
Municipalidad de Angol	Compresión	3	30						
	Chispa								
Municipalidad de Antofagasta	Compresión	1	x	2	x				
	Chispa								
Municipalidad de Antuco	Compresión					1	75		
	Chispa								
Municipalidad de Cabo de Hornos y la Antártica	Compresión	1	4.198						
	Chispa								
Municipalidad de Cabrero	Compresión	4	150						
	Chispa								
Municipalidad de Calama	Compresión			5	1080				
	Chispa								
Municipalidad de Calbuco	Compresión	1	S.l.						
	Chispa								
Municipalidad de Calle Larga	Compresión	1	1.095						
	Chispa								
Municipalidad de Camarones	Compresión	17	730						
	Chispa								
Municipalidad de Canela	Compresión	1	50						
	Chispa								
Municipalidad de Casa Blanca	Compresión					1	200		
	Chispa	3	80	1	90				
Municipalidad de Castro	Compresión			1	35				
	Chispa	3	40						
Municipalidad de Catemu	Compresión	1	S.l.	1	S.l.				
	Chispa								
Municipalidad de Cauquenes	Compresión			3	50				
	Chispa								
Municipalidad de Cerro Navia	Compresión	1	S.l.	1	S.l.				
	Chispa								
Municipalidad de Chaiten	Compresión	7	10						
	Chispa	17	25						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Chanco	Compresión	2	963,5						
	Chispa								
Municipalidad de Chepica	Compresión					1	98		
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Chiguayante	Compresión	1	50						
	Chispa								
Municipalidad de Chile Chico	Compresión	1	S.I.						
	Chispa	2	S.I.						
Municipalidad de Chillán Viejo	Compresión	3	60						
	Chispa								
Municipalidad de Chillán	Compresión			1	10				
				1	9				
				1	20				
		1	13	1	16				
		1	20	1	18				
	1	12	2	150	2	75			
Chispa	1	807							
Municipalidad de Chimbarongo	Compresión			1	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Cisnes	Compresión	2	6570	3	6570				
		2	730	1	1460				
	Chispa								
Municipalidad de Cobquecura	Compresión								
	Chispa	1	200						
Municipalidad de Cochrane	Compresión	1	60						
	Chispa	1	25						
Municipalidad de Codegua	Compresión	3	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Coelemu	Compresión	1	S.I.						
	Chispa	12	S.I.						
Municipalidad de Colbún	Compresión	11	S.I.	2	103,08				
	Chispa	6	S.I.						
Municipalidad de Colchane	Compresión	1	288	1	1920				
		1	1200						
	Chispa								
Municipalidad de Collipulli	Compresión	3	20	2	40				
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Combarbalá	Compresión	1	S.I.						
	Chispa			1	S.I.				
Municipalidad de Concepción	Compresión	1	2						
		1	18						
		1	12						
		2	0						
	Chispa	1	2						
		1	0						
Municipalidad de Conchalí	Compresión								
	Chispa	1	150						
2		200							
Municipalidad de Constitución	Compresión			1	100	1	80		
	Chispa	1	150						
Municipalidad de Contulmo	Compresión	1	S.I.						
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Copiapó	Compresión			1	12				
	Chispa								
Municipalidad de Coquimbo	Compresión								
	Chispa	2	2	2	2	1	15		
1		72							
Municipalidad de Corral	Compresión								
	Chispa	1	80						
		1	30						
1		105							
Municipalidad de Curacautin	Compresión	1	40						
		1	5						
Municipalidad de Curanilahue	Compresión	1	365						
	Chispa								
Municipalidad de Curarrehue	Compresión	1	100	3	240				
	Chispa								
Municipalidad de Dalcahue	Compresión	1	16						
	Chispa								
Municipalidad de Diego de Almagro	Compresión			2	400				
	Chispa								
Municipalidad de El Carmen	Compresión	1	300						
	Chispa	1	200						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de El Monte	Compresión								
	Chispa	6	50						
Municipalidad de El Tabo	Compresión	1	0						
	Chispa	2	200						
Municipalidad de Empedrado	Compresión								
	Chispa	1	20						
Municipalidad de Estación Central	Compresión	1	S.I.						
	Chispa	3	S.I.						
Municipalidad de Florida	Compresión	3	60						
	Chispa								
Municipalidad de Fresia	Compresión	1	39,7	2	645,2				
	Chispa								
Municipalidad de Frutaleufú	Compresión	1	5						
	Chispa	2	S.I.						
Municipalidad de Futrono	Compresión	1	200	1	50				
	Chispa	1	50						
Municipalidad de Galvarino	Compresión	3	S.I.	3	S.I.	1	S.I.		
	Chispa	2	S.I.						
Municipalidad de Gorbea	Compresión	1	50						
		1	60						
		2	150						
	Chispa								
Municipalidad de Granero	Compresión			1	100				
	Chispa								
Municipalidad de Hijuelas	Compresión	1	400						
		1	200						
	Chispa	1	50						
		2	100						
Municipalidad de Hualaihué	Compresión	10	1440						
	Chispa	3	100						
Municipalidad de Hualañé	Compresión	2	384						
	Chispa								
Municipalidad de Hualqui	Compresión	1	800	1	800				
	Chispa								
Municipalidad de Huechuraba	Compresión	4	S.I.	3	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Iquique	Compresión								
	Chispa	4	1000						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Isla de Maipo	Compresión			6	40				
	Chispa								
Municipalidad de Jumbel	Compresión	8	S.I.	1	600				
	Chispa								
Municipalidad de La Cisterna	Compresión			1	100				
	Chispa								
Municipalidad de La Pintana	Compresión	70 unidades con potencias desde 2 [kVA] hasta 550 [kVA] entre 50 y 500 horas de uso.							
	Chispa								
Municipalidad de La Reina	Compresión	1	x						
	Chispa								
Municipalidad de La Serena	Compresión	2	960						
	Chispa	5	1						
Municipalidad de La Unión	Compresión	2	1000						
	Chispa	1	100						
Municipalidad de Laguna Blanca	Compresión								
	Chispa			2	4320				
Municipalidad de Lampa	Compresión	2	S.I.	1	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Las Condes	Compresión	2	5	5	5				
	Chispa								
Municipalidad de Las Torres del Paine	Compresión	5	100	2	3500				
		1	2000	1	50				
	Chispa	1	60						
Municipalidad de Lautaro	Compresión	2	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Licantén	Compresión			1	30				
	Chispa								
Municipalidad de Limache	Compresión			1	1100	1	2400		
				1	550				
Municipalidad de Litueche	Compresión	2	200						
	Chispa								
Municipalidad de Llanco	Compresión	1	37						
		1	154						
		1	180						
		1	72						
		1	58,38						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
	Chispa	1	80,7						
		1	70						
		1	10						
		1	42						
Municipalidad de Llay Llay	Compresión								
	Chispa	1	20						
Municipalidad de Lo Espejo	Compresión			1	16				
	Chispa								
Municipalidad de Lo Prado	Compresión	1	3000						
		2	100						
	Chispa								
Municipalidad de Lolol	Compresión	1	60						
	Chispa								
Municipalidad de Loncoche	Compresión	1	45						
		1	50						
		1	93						
		1	240						
		1	345						
		1	630						
		1	950						
	Chispa								
Municipalidad de Los Sauces	Compresión	1	S.I.	1	S.I.				
		2	S.I.						
		3	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Los Vilos	Compresión								
	Chispa	3	100						
Municipalidad de Lota	Compresión	1	36						
	Chispa								
Municipalidad de Machalí	Compresión								
	Chispa	2	1460						
		1	0						
Municipalidad de Macul	Compresión	1	400	2	10				
	Chispa	1	50						
		1	80						
Municipalidad de Mafil	Compresión	1	25						
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Maipú	Compresión	1	8	1	50	1	9		
		2	12	7	S.I.	1	20		
				6	12	4	16		
				1	20	2	30		
				1	9	3	12		
				2	5				
				6	10				
				2	14				
				1	8				
			6	16					
		1	18						
	Chispa								
Municipalidad de Malloa	Compresión	2	100						
	Chispa	3	100						
Municipalidad de Marchigüe	Compresión	1	450	1	50				
	Chispa								
Municipalidad de Maullín	Compresión			1	350				
	Chispa	1	100						
Municipalidad de Molina	Compresión								
	Chispa								
Municipalidad de Monte Patria	Compresión	1	S.I.						
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Mulchen	Compresión								
	Chispa	1	4						
Municipalidad de Nacimiento	Compresión	1	20						
	Chispa	1	20						
Municipalidad de Nancagua	Compresión	2	30						
	Chispa								
Municipalidad de Natales	Compresión	3	S.I.	3	864				
	Chispa								
Municipalidad de Nogales	Compresión	2	S.I.	2	S.I.				
	Chispa	3	S.I.						
Municipalidad de Nueva Imperial	Compresión	4	S.I.						
		1	385	1	176				
	Chispa	2	S.I.						
Municipalidad de Ñuñoa	Compresión								
	Chispa	4	S.I.						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Olivar	Compresión								
	Chispa	2	50						
Municipalidad de Olmué	Compresión	1	1771						
	Chispa								
Municipalidad de Ovalle	Compresión	1	S.I.	1	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Padre de las Casas	Compresión	1	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Padre Hurtado	Compresión	1	30						
	Chispa								
Municipalidad de Paihuano	Compresión	1	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Paine	Compresión								
	Chispa	5	S.I.						
Municipalidad de Palena	Compresión			3	0				
	Chispa	3	S.I.						
Municipalidad de Palmilla	Compresión	1	168						
		1	120						
	Chispa	1	720	1	400				
		1	4						
Municipalidad de Panquehue	Compresión	1	20						
	Chispa								
Municipalidad de Paredones	Compresión								
	Chispa	4	S.I.						
Municipalidad de Parral	Compresión							1	200
	Chispa	1	0						
		1	6000						
Municipalidad de Pedro Aguirre Cerda	Compresión	3	S.I.	1	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Pelluhue	Compresión	1	630	1	250				
		1	1500						
	Chispa	1	5000						
Municipalidad de Pemuco	Compresión	2	80	1	20				
	Chispa								
Municipalidad de Pencahue	Compresión							1	70
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Penco	Compresión	1	30						
	Chispa	1	30						
Municipalidad de Peñalolen	Compresión							1	10
	Chispa								
Municipalidad de Peralillo	Compresión	1	S.I.	1	S.I.				
		2	208						
	Chispa	4	S.I.						
Municipalidad de Perquenco	Compresión			1	0				
				1	280				
	Chispa	1	50						
Municipalidad de Pica	Compresión	1	86	1	42				
		1	28						
		1	0						
	Chispa								
Municipalidad de Pirque	Compresión	1	480	3	500				
	Chispa								
Municipalidad de Portezuelo	Compresión	1	30						
	Chispa	1	10						
Municipalidad de Pozo Almonte	Compresión	1	96	2	384	1	1440		
		1	2160	2	1080				
				1	2520				
	Chispa								
Municipalidad de Primavera	Compresión	3	S.I.	1	S.I.				
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Providencia	Compresión	1	35	4	35				
	Chispa								
Municipalidad de Puchuncaví	Compresión			1	400				
	Chispa								
Municipalidad de Pucón	Diésel y Gasolina	2	780	1	0				
		2	0	1	595				
		1	2184						
Municipalidad de Puerto Varas	Compresión								
	Chispa	2	150						
Municipalidad de Pumanque	Compresión			1	70				
	Chispa								
Municipalidad de Punta Arena	Compresión	1	300	1	0				
		1	7000						
		2	300						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Purén	Compresión			2	150				
	Chispa								
Municipalidad de Purranque	Compresión	1	250						
	Chispa	1	300						
Municipalidad de Putaendo	Compresión	1	200						
	Chispa								
Municipalidad de Puyehue	Compresión			1	30				
	Chispa								
Municipalidad de Queilen	Compresión	2	120	2	210				
	Chispa								
Municipalidad de Quilaco	Compresión			1	300				
	Chispa								
Municipalidad de Quilicura	Compresión	5	S.l.	1	38,1				
		1	42,5						
		1	95,7						
	Chispa	1	S.l.						
Municipalidad de Quilpué	Compresión	1	100	1	160				
		2	30						
	Chispa								
Municipalidad de Quintero	Compresión								
	Chispa							1	S.l.
Municipalidad de Ránquil	Compresión							1	40
	Chispa	2	400						
Municipalidad de Rapa Nui	Compresión	1	500	2	500				
	Chispa								
Municipalidad de Recoleta	Compresión					1	30		
	Chispa								
Municipalidad de Requinoa	Compresión			1	20				
	Chispa			1	100				
Municipalidad de Río Claro	Compresión	2	S.l.						
	Chispa								
Municipalidad de Río Hurtado	Compresión	8	S.l.						
	Chispa								
Municipalidad de Río Negro	Compresión	1	100						
	Chispa								
Municipalidad de Río Verde	Compresión	1	480	1	100				
		1	0	1	6.570				

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
	Chispa								
Municipalidad de Romeral	Compresión								
	Chispa	2	50						
Municipalidad de San Bernardo	Compresión	1	S.I.	1	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de San Carlos	Compresión	1	4						
	Chispa								
Municipalidad de San Clemente	Compresión	1	20						
		1	150						
		1	950						
	Chispa	1	800						
		1	720						
		1	200						
Municipalidad de San Esteban	Compresión	1	1512						
	Chispa								
Municipalidad de San Fabian	Compresión	1	50						
	Chispa	1	450						
Municipalidad de San Felipe	Compresión	1	S.I.			1	S.I.		
		1	0						
	Chispa	1	1200						
		1	S.I.						
Municipalidad de San Fernando	Compresión	2	S.I.						
	Chispa	2	S.I.						
Municipalidad de San Gregorio	Compresión	1	300						
	Chispa					1	8760		
Municipalidad de San Ignacio	Compresión			1	200				
	Chispa								
Municipalidad de San Javier	Compresión			1	200				
	Chispa	2	220						
Municipalidad de San José de Maipo	Compresión	1	6240	3	6240				
	Chispa								
Municipalidad de San Nicolás	Compresión	1	10	2	10			1	10
	Chispa	2	10						
Municipalidad de San Pedro de Atacama	Compresión			1	35				
	Chispa								
Municipalidad de San Pedro de la Paz	Compresión	3	S.I.						
	Chispa	4	S.I.						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de San Ramón	Compresión	1	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de San Vicente de Tagua Tagua	Compresión	8	S.I.						
	Chispa								
Municipalidad de Santa Cruz	Compresión	1	2334	1	915				
	Chispa			1	23				
Municipalidad de Santa Juana	Compresión								
	Chispa	2	150						
Municipalidad de Santa María	Compresión	2	300						
	Chispa								
Municipalidad de Santo Domingo	Compresión	1	100	1	20				
	Chispa	1	30						
Municipalidad de Talagante	Compresión	2	500	1	500				
	Chispa								
Municipalidad de Talca	Compresión			1	180				
	Chispa	3	300						
Municipalidad de Talcahuano	Compresión	2	S.I.	2	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Taltal	Compresión								
	Chispa							3	S.I.
Municipalidad de Temuco	Compresión			1	S.I.			1	420
								2	400
								1	720
								1	1500
								1	90
								1	150
								1	200
								1	960
							1	930	
Municipalidad de Tenorio	Compresión			1	300				
	Chispa	6	30						
Municipalidad de Timaukel	Compresión	8	S.I.	2	S.I.				
	Chispa								
Municipalidad de Tirúa	Compresión	4	S.I.	1	S.I.				
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Tocopilla	Compresión								
	Chispa								
Municipalidad de Tomé	Compresión			1	0,5				
	Chispa								
Municipalidad de Traiguen	Compresión	3	200	1	50				
	Chispa	3	200						
Municipalidad de Trehuaco	Compresión								
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Tucapel	Compresión	2	16	1	30				
		2	64						
	Chispa	1	16						
		2	8						
Municipalidad de Valdivia	Compresión	2	60	1	1848				
		1	50	1	12				
		1	48	1	16				
		1	1980						
		1	30						
	1	10							
Chispa									
Municipalidad de Villa Alemana	Compresión			2	300				
	Chispa								
Municipalidad de Vitacura	Compresión	1	10	1	10				
	Chispa								
Municipalidad de Yerbos Buenas	Compresión	1	500						
	Chispa								
Municipalidad de Zapallar	Compresión	1	60						
		1	180						
		1	220						
	Chispa								
Municipalidad de Calera de Tango	Compresión			1	700				
				1	200				
	Chispa								
Municipalidad de Los Angeles	Compresión			1	630				
	Chispa	9	480						
Municipalidad de Villarrica	Compresión	2	S.I.						
	Chispa	4	S.I.						

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de La Florida	Compresión	2	400						
		7	2288						
		1	100						
		2	1000						
		1	32						
	Chispa	2	2288						
		2	300						
		5	1000						
2		400							
Municipalidad de Frutillar	Compresión	1	160						
		1	60						
		1	150						
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Quirihue	Compresión	9	S.I.						
	Chispa	1	S.I.						
Municipalidad de Vilcún	Compresión	6	2000						
	Chispa	2	50						
Municipalidad de Curepto	Compresión	10	S.I.	1	S.I.				
		1	40						
		1	30						
		1	20						
		1	10						
	Chispa	1	10						
Municipalidad de La Calera	Compresión	1	5	1	4900				
		1	7						
		1	124						
	Chispa	1	400						
Municipalidad de Yungay	Compresión	3	1200	3	2300				
	Chispa	1	750						
Municipalidad de Cholchol	Compresión	5	200						
	Chispa	1	200						
Municipalidad de Mejillones	Compresión	2	S.I.	4	S.I.				
		1	1800	2	1800				
				1	2352				
	Chispa								
Municipalidad de Valparaíso	Compresión	2	1825	1	S.I.				
				1	250				
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Municipalidad de Paillaco	Compresión	1	48	1	360				
		1	0						
		2	192						
	Chispa								
Municipalidad de Illapel	Compresión	1	100	1	5				
		1	720						
		1	30						
	Chispa								
Municipalidad de Maule	Compresión								
	Chispa	2	500						
			4	50					
Municipalidad de Linares	Compresión	4	S.l.						
	Chispa	5	S.l.						
Municipalidad de Quemchi	Compresión	1	80	1	80				
	Chispa								
Municipalidad de San Joaquín	Compresión							1	1614
	Chispa							3	4482
Municipalidad de Lonquimay	Compresión	14	S.l.						
	Chispa								
Municipalidad de Quinta de Tilcoco	Compresión	2	100						
	Chispa	1	100						
Municipalidad de Huara	Compresión	25	1080						
	Chispa								
Municipalidad de Cartagena	Compresión	1	15						
	Chispa								
Municipalidad de Coltauco	Compresión	3	50						
	Chispa								
Municipalidad de Los Alamos	Compresión								
	Chispa	1	100						
Municipalidad de San Pedro	Compresión	3	S.l.						
	Chispa								
Municipalidad de Los Andes	Compresión					1	350		
	Chispa	2	125						
Municipalidad de Porvenir	Compresión	2	S.l.						
	Chispa								
Institución SENAME	Compresión	14	25	19	25				
	Chispa								

Nombre Institución	Tipo de motor	Rango de potencia [kW]							
		P < 75		75 ≤ P < 375		375 ≤ P < 560		560 ≤ P	
		Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso	Cantidad	Horas de uso
Institución SML	Compresión	17	S.I.	5	S.I.				
	Chispa								

Tabla 163: GE utilizados en el sector público

* Los valores destacados en amarillo corresponden a GE arrendados.

S.I.: Sin Información

Las instituciones a continuación, se niegan a responder por Ley de Transparencia, por considerar que “no constituye una solicitud de acceso a la información pública”, en la medida que no pide la entrega de un algún documento o antecedente en poder de la Administración del Estado o la institución responde con información poco clara.

Institución	Respuesta
Ejército de Chile	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Fuerza Aérea de Chile	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Atacama	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Concepción	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Iquique	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Linares	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Quillota	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital de Valparaíso	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital del Maule	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital Gustavo Fricke	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Hospital Padre Hurtado	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Agricultura	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Cultura y Las Artes	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Defensa	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Desarrollo Social	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Justicia	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Salud	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio de Transporte	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Ministerio Secretaría General de la Presidencia	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Algarrobo	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Caldera	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Chañaral	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Coihueco	Sin respuesta

Institución	Respuesta
Municipalidad de Colina	Sin respuesta
Municipalidad de El Bosque	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de El Quisco	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Hualpén	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de La Granja	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de La Ligua	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Las Cabras	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de María Pinto	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Osorno	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Papudo	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Pelarco	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Pichilemu	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Pitrufquén	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Placilla	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Pudahuel	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Quellón	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Río Bueno	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Saavedra	Sin respuesta
Municipalidad de Salamanca	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de San Antonio	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de San Pablo de Coquimbo	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Santiago	No constituye una solicitud de acceso a la información pública
Municipalidad de Sierra Gorda	No constituye una solicitud de acceso a la información pública

Tabla 164: Instituciones públicas que no contestaron solicitud de información

ANEXO 7: Consulta a oferentes de grupos electrógenos

Solicitud de información - Oferentes

Mercado de grupos electrógenos en Chile

Nombre :
 Cargo :
 Institución :
 Teléfono :
 Correo electrónico :

1. Respecto a su negocio relacionado con grupos electrógenos, indique los segmentos en los que participa y la importancia de cada uno en su negocio:

<input type="text"/>	Venta directa	_____ %	<input type="text"/>	Instalación	_____ %
<input type="text"/>	Arriendo	_____ %	<input type="text"/>	Mantenimiento	_____ %
<input type="text"/>	Ensamblaje*	_____ %	<input type="text"/>	Otro**	_____ %

* Se refiere a la importación por separado de motores eléctricos y de combustión y el ensamblaje en Chile, para ofrecer grupos electrógenos.

** Especificar el tipo de segmento

2. ¿Cuántos equipos importa y/o vende al año?

Importación	_____	GE por año
Venta	_____	GE por año

- 3.Cuál es su participación a nivel nacional en el mercado de grupos electrógenos:

<input type="text"/>	Venta directa	_____ %	<input type="text"/>	Instalación	_____ %
<input type="text"/>	Arriendo	_____ %	<input type="text"/>	Mantenimiento	_____ %
<input type="text"/>	Ensamblaje	_____ %	<input type="text"/>	Otro	_____ %

4. Indicar los tipos de combustibles que utilizan los grupos electrógenos que su empresa ofrece, indicando la participación de los mismos en el segmento:

	Venta	Arriendo
Gas natural	_____ %	_____ %
Diésel	_____ %	_____ %
Biogás	_____ %	_____ %
Fuel oil 6	_____ %	_____ %
Otro*	_____ %	_____ %

*Especificar

5. Indicar la participación por rango de potencia, en las ventas o arriendo de equipos de su empresa

Potencia (P) [kW]	Venta	Arriendo
$P \leq 8$	%	%
$8 < P < 19$	%	%
$19 \leq P < 37$	%	%
$37 \leq P < 56$	%	%
$56 \leq P < 75$	%	%
$75 \leq P < 130$	%	%
$130 \leq P < 560$	%	%
$560 \leq P < 1.000$	%	%
$1.000 \leq P < 3.000$	%	%
$P \geq 3.000$	%	%

6. Según el conocimiento que usted tiene del mercado de los grupos electrógenos, ¿Cuáles son los 3 principales actores del mercado, y su participación en el mercado?

		1	2	3
Venta	Empresa			
	% mercado			
Arriendo	Empresa			
	% mercado			
Instalación	Empresa			
	% mercado			
Reparación	Empresa			
	% mercado			

7. Indicar el nivel de ventas o arriendo de grupos electrógenos, en qué porcentaje se distribuye la venta o arriendo de grupos electrógenos según el sector económico

	Venta	Arriendo
Minero	%	%
Forestal	%	%
Agrícola	%	%
Generadores electricidad	%	%
Industrias	%	%
Inmobiliarias	%	%
Otro*	%	%

*Especificar

ANEXO 8: Consulta a demandantes de grupos electrógenos

Solicitud de información - Demandantes

Mercado de grupos electrógenos en Chile

Nombre :

Cargo :

Institución :

Teléfono :

Correo electrónico :

Por favor complete la siguiente tabla, con información estimada o registrada, según disponga, respecto de la tenencia y utilización de grupos electrógenos.

Potencia	Propiedad	Combustible	Cantidad	Horas de uso al año	Información exacta/aproximada
Menor a 75 [kW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
Entre 75 [kW] y 375 [kW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
Entre 75 [kW] y 375 [kW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
Entre 375 [kW] y 560 [kW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
Entre 560 [kW] y 1 [MW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			

Potencia	Propiedad	Combustible	Cantidad	Horas de uso al año	Información exacta/aproximada
Entre 1 [MW] y 3 [MW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
Mayor o igual a 3 [MW]	Propio	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			
	Arrendado	Diésel			
		Gasolina			
		Gas			

ANEXO 9: Detalle de GE presentes en sectores productivos

Rubro	Empresa	Diésel			Gasolina		
		Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]
Generadoras de electricidad	AES Gener	16	251	Menor a 75			
		13	43	Entre 75 y 375			
		5	40	Entre 375 y 560			
		1	24	Entre 560 y 1.000			
		3	82	Entre 1.000 y 3.000			
	Enel CCHH	15	203	Menor a 75			
		9	33	Entre 75 y 375			
		4	96	Entre 375 y 560			
		1	19	Entre 560 y 1.000			
		1	10	Entre 1.000 y 3.000			
	Enel CCTT	1	65	Menor a 75			
		13	36	Entre 75 y 375			
		1	162	Entre 375 y 560			
		8	97	Entre 560 y 1.000			
		6	15	Entre 1.000 y 3.000			
	Termoeléctrica Los Espinos	80	66	Entre 1.000 y 3.000			
	Potencia Chile	72	22	Entre 1.000 y 3.000			
Generadora del Pacífico	60	28	Entre 1.000 y 3.000				
Elektragen	12	161	Entre 560 y 1.000				
	23	966	Entre 1.000 y 3.000				
Enlasa	140	2.959	Entre 1.000 y 3.000				
Enorchile	12	1.640	Entre 560 y 1.000				
Alimentario	Agrofoods Central Valley Chile S.A.	2	719	Entre 75 y 375			
		2	867	Entre 375 y 560			
	Agroindustria Pinochet Fuenzalida Ltda.	1	48	Menor a 75			
		1	60	Entre 375 y 560			
	Frigosorno	1	-	Entre 75 y 375			
		1	135	Entre 560 y 1.000			
	Ideal	5	100	Entre 560 y 1.000			
	Hugo Langer	1	50	Menor a 75			
	Ocean Spray Spa	1	1	Entre 375 y 560			
	Parmex	1	70	Entre 75 y 375			
Socosur	1	20	Entre 75 y 375				
Minera	Altos de Punitaqui	3	50	Menor a 75			
		3	67	Entre 75 y 375			
	CAP - Mina Los Colorados	18	1.373	Menor a 75			
		6	1.125	Entre 75 y 375			
	CAP/CMP/CNN	3	1.944	Menor a 75			
		1	3.600	Entre 75 y 375			
	4	24	Entre 560 y 1.000				

Rubro	Empresa	Diésel			Gasolina		
		Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]
	CAP Minería – Planta Magnetita	1	24	Entre 75 y 375			
		1	18	Entre 560 y 1.000			
	Planta de Pellets – CAP Minería	2	150	Menor a 75			
		3	177	Entre 75 y 375			
		3	463	Entre 375 y 560			
		3	53	Entre 560 y 1.000			
	CAP Minería - Puerto Punta Totoralillo	1	30	Menor a 75			
		2	30	Entre 375 y 560			
		2	105	Entre 1.000 y 3.000			
	Cap-Minería Minas El Romeral	13	62	Menor a 75			
		4	125	Entre 75 y 375			
		5	900	Entre 375 y 560			
		3	110	Entre 1.000 y 3.000			
	Cementos Bío Bío	5	516	Menor a 75			
		10	229	Entre 75 y 375			
		1	12	Entre 560 y 1.000			
	Ready Mix	8	1.382	Menor a 75			
		18	1.057	Entre 75 y 375			
	Gold Fields	2	4.380	Entre 75 y 375			
	Lomas Bayas	23	784	Menor a 75			
		17	311	Entre 75 y 375			
		5	304	Entre 375 y 560			
	El Abra	11	26	Entre 560 y 1.000			
		3	17	Entre 1.000 y 3.000			
	Valle Central	10	24	Menor a 75			
		9	34	Entre 75 y 375			
		1	1	Entre 375 y 560			
		1	54	Entre 560 y 1.000			
	Áridos Dowling y Schilling	1	60	Menor a 75			
	Arenex	2	384	Entre 75 y 375			
1 ³⁰⁹		700	Entre 560 y 1.000				
Concesionarias	Autopista AMB	1	35	Menor a 75			
	Autopista del Itata	3	30	Menor a 75			
		1	93	Entre 75 y 375			
	Autopista Nor Oriente	1	104	Menor a 75			
		3	23	Entre 75 y 375			
		3	64	Entre 375 y 560			
	Autopista Red Vial Litoral	4	64	Menor a 75			

³⁰⁹ Aún no existe, pero entraría en operación a mitad del año 2017.

Rubro	Empresa	Diésel			Gasolina		
		Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]
	Central						
	Autopista	6	42	Menor a 75			
	Vespucio Sur	23	36	Entre 75 y 375			
	Autopistas de	12	3.285	Menor a 75			
	Antofagasta	3	150	Entre 75 y 375			
	Centro Metropolitano de Vehículos Retirados de Circulación	1	2	Entre 75 y 375			
	Acciona Ruta 160	3	17	Menor a 75			
		1	30	Entre 75 y 375			
	Convento Viejo	3	550	Menor a 75	1	200	Menor a 75
		2	73	Entre 75 y 375			
	Costanera Norte	8	28	Menor a 75			
		4	46	Entre 560 y 1.000			
	Autopista del Aconcagua	2	10	Menor a 75			
		2	19	Entre 75 y 375			
	Abertis Autopistas	82	515	Menor a 75			
		40	193	Entre 75 y 375			
		2	9	Entre 375 y 560			
	Hospital La Florida	4	12	Entre 1.000 y 3.000			
	Hospital de Maipú	4	7	Entre 1.000 y 3.000			
	Nuevo Pudahuel	3	33	Mayor o igual a 3.000			
	Puerto Terrestre Los Andes	1	9	Menor a 75			
		3	40	Entre 75 y 375			
	Ruta de la Araucanía	12	48	Menor a 75			
		1	48	Entre 75 y 375			
	Ruta de Los Ríos	7	48	Menor a 75			
	Santiago Metals Proyecto Dos Ltda.	1	240	Menor a 75			
	Ruta del Algarrobo	2	125	Entre 75 y 375			
	Vespucio Norte	1	40	Menor a 75			
		1	10	Entre 75 y 375			
		1	200	Entre 375 y 560			
		1	140	Entre 560 y 1.000			
	Valles del Desierto	17	3.091	Menor a 75			
Clínicas	Clínica Lo Curro	1	6	Entre 75 y 375			
	Clínica Mayor	1	1.218	Entre 75 y 375			
		2	9	Entre 375 y 560			

Rubro	Empresa	Diésel			Gasolina		
		Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]	Cantidad	Horas de uso	Potencia [kW]
Supermercados y retail	Falabella	25	370	Entre 75 y 375			
		13	153	Entre 375 y 560			
		10	3.867	Entre 560 y 1.000			
	SMU	69	12	Menor a 75			
		244	12	Entre 75 y 375			
		32	12	Entre 375 y 560			
		3	12	Entre 560 y 1.000			
Inmobiliarias/ constructoras	Idea Inmobiliaria (instalados en condominios)	3	24	Menor a 75			
	Idea Inmobiliaria (usados en obras)	4	405	Menor a 75			
Laboratorio/ Químicas	Labser	1	33	Entre 75 y 375			

ANEXO 10: Características de los grupos electrógenos conectados a la red eléctrica

La información presentada en la tabla siguiente corresponde, para producción de energía y consumo de combustibles a datos para el año 2016, entregados por la Comisión Nacional de Energía.

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible		Energía [MWh]	Factor de planta
Sistema Interconectado Central										
Agrícola Ancali	Ancalí 1	Los Ángeles	Del Biobio	1,6	1	Biogas	Sin Información		0	0,0%
Andes Generación	Andes Generación	Diego de Almagro	Atacama	97,5	12	Petróleo Diesel	1.507,6	Ton	6231	0,7%
Barrick Generación	Punta Colorada	La Higuera	Coquimbo	34,0	2	Petróleo Diesel	212,1	Ton	981	0,3%
Elektragen	Maule	Constitución	Del Maule	6,0	6	Petróleo Diesel	148,5	Ton	526,4	1,0%
Eléctrica Cenizas	Cenizas	Copiapó	Atacama	14,5	3	Petróleo IFO-180	-	Ton	0	0,0%
Elektragen	Chiloé	Quellón	De los Lagos	9,0	9	Petróleo Diesel	5,0	Ton	18	0,0%
Elektragen	Constitución 1	Constitución	Del Maule	9,0	6	Petróleo Diesel	406,3	Ton	1444,4	1,8%
Elektragen	Monte Patria	Monte Patria	Coquimbo	9,0	8	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Elektragen	Punitaqui	Punitaqui	Coquimbo	9,0	6	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Nueva Degan	Degañ	Ancud	De los Lagos	36,0	22	Petróleo Diesel	2.376,6	Ton	10861,3	3,4%
Enlasa	El Peñón	Coquimbo	Coquimbo	81,0	50	Petróleo Diesel	3.136,6	Ton	14301,4	2,0%
Enlasa	Teno	Teno	Del Maule	59,0	36	Petróleo Diesel	2.975,0	M3	13568,5	2,6%
Enlasa	Trapén	Puerto Montt	De los Lagos	81,0	50	GNL	27.441,8	M3	125141,9	17,6%
Enorchile	Esperanza U1	Olivar	Gral. Bdo. O'higgins	1,6	1	Petróleo Diesel	16,6	Ton	360,2	2,6%
Enorchile	Esperanza U2	Olivar	Gral. Bdo. O'higgins	1,8	1	Petróleo Diesel	40,4	Ton		0,0%
Equipos Generación	CBB-Centro	Teno	Del Maule	27,2	16	Petróleo Diesel	3.575,6	Ton	16475,9	6,9%
Estancilla	Estancilla	San Bernardo	Metropolitana	3,0	6	Petróleo Diesel	148,2	Ton	653	2,5%

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible		Energía [MWh]	Factor de planta
GENPAC	Termopacífico	Copiapó	Atacama	86,5	60	Petróleo Diesel	336,3	M3	1496	0,2%
KDM	Loma Los Colorados (KDM)	Tiltil	Metropolitana	2,0	2	Petróleo Diesel	1.427.262,7	Ton	2091	11,9%
KDM	Loma Los Colorados II	Tiltil	Metropolitana	18,2	14	Petróleo Diesel	87.690.047,9	Ton	127646,9	79,8%
Los Espinos	Los Espinos	Los Vilos	Coquimbo	124,0	80	Petróleo Diesel	927,7	Ton	4194	0,4%
Colihues Energía	Colihues U1	Requínoa	Gral. Bdo o'higgins	11,0	1	Petróleo IFO-180	4.437,6	Ton	20748	21,5%
Colihues Energía	Colihues U2	Requínoa	Gral. Bdo o'higgins	11,0	1	Petróleo Diesel	-	Ton		0,0%
Nutreco	Skretting	Calbuco	De los Lagos	2,7	2	Petróleo Diesel	0,0	M3	0	0,0%
Potencia	Olivos	Los Vilos	Coquimbo	115,2	72	Petróleo Diesel	246,8	Ton	1069	0,1%
Sagesa	Biomar	Calbuco	De los Lagos	2,4	3	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Sagesa	Calle Calle	Valdivia	De los Ríos	8,0	8	Petróleo Diesel	2.419,0	Ton	S.I.	S.I.
Sagesa	Cañete	Cañete	Del Biobio	4,0	2	Petróleo Diesel	2,4	Ton	9	0,0%
Sagesa	Chuyaca	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel	827,3	Ton	3730,8	0,22551864
Sagesa	Chuyaca U1	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel				
Sagesa	Chuyaca U2	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel				
Sagesa	Chuyaca U3	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel				
Sagesa	Chuyaca U4	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel				
Sagesa	Chuyaca U8	Osorno	De los Lagos	1,9	1	Petróleo Diesel				
Sagesa	Contulmo	Contulmo	Del Biobio	0,8	1	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Sagesa	Curacautín	Curacautín	De la Araucanía	2,4	3	Petróleo Diesel	81,0	Ton	327	1,6%
Sagesa	Danisco	Calbuco	De los Lagos	0,8	1	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible		Energía [MWh]	Factor de planta
Sagesa	Eagon	Lautaro	De la Araucanía	2,4	3	Petróleo Diesel	2,3	Ton	11	0,1%
Sagesa	JCE	Los Angeles	Del Biobio	0,8	1	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Sagesa	Lebu	Lebu	Del Biobio	2,4	3	Petróleo Diesel	2,7	Ton	3	0,0%
Sagesa	Lonquimay	Lonquimay	De la Araucanía	1,2	2	Petróleo Diesel	7,3	Ton	28,6	0,3%
Sagesa	Los Alamos	Los Alamos	Del Biobio	0,8	1	Petróleo Diesel	7,0	Ton	26	0,4%
Sagesa	Lousiana Pacific	Panguipulli	De los Ríos	2,9	4	Petróleo Diesel	-	Ton	3,4	0,0%
Sagesa	Lousiana Pacific II	Lautaro	De la Araucanía	3,2	4	Petróleo Diesel	1,3	Ton	S.l.	S.l.
Sagesa	Multiexport I	Puerto Montt	De los Lagos	0,8	1	Petróleo Diesel	-	Ton	0,4	0,0%
Sagesa	Multiexport II	Puerto Montt	De los Lagos	3,2	4	Petróleo Diesel	-	Ton	0,4	0,0%
Sagesa	Quellón II	Quellón	De los Lagos	7,0	4	Petróleo Diesel	262,6	Ton	1103,2	1,8%
Sagesa	Salmofood II	Castro	De los Lagos	1,6	2	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Sagesa	Skretting Osorno	Osorno	De los Lagos	3,0	4	Petróleo Diesel	-	M3	0	0,0%
Sagesa	Tirúa	Tirúa	Del Biobio	1,9	1	Petróleo Diesel	13,1	M3	45,1	0,3%
Sagesa	Trongol-Curanilahue	Curanilahue	Del Biobio	2,8	3	GNL	79,3	M3	12	0,0%
Sagesa	Watt	Osorno	De los Lagos	0,8	1	GNL	6,1	M3	0	0,0%
Sagesa	Watt II	Osorno	De los Lagos	1,6	1	GNL	-	M3	0	0,0%
Sagesa	Salmofood I	Castro	De los Lagos	1,6	1	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Tecnored	Casablanca 1	Casablanca	Valparaíso	1,6	2	Petróleo Diesel	7,3	Ton	23,56	0,2%
Tecnored	Casablanca 2	Casablanca	Valparaíso	0,9	2	Petróleo Diesel				
Tecnored	Concón	Concón	Valparaíso	2,3	3	Petróleo Diesel	6,3	M3	30,7	0,2%
Tecnored	Curauma	Valparaíso	Valparaíso	2,5	3	Petróleo Diesel	16,9	Ton	52,67	0,2%
Tecnored	Las Vegas	Llailay	Valparaíso	2,1	2	Petróleo Diesel	12,9	Ton	44	0,2%

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible		Energía [MWh]	Factor de planta
Tecnored	Linares Norte	Linares	Del Maule	0,5	1	Petróleo Diesel	4,7	Ton	29,34	0,7%
Tecnored	Placilla	Valparaíso	Valparaíso	3,0	3	Petróleo Diesel	17,3	Ton	60,9	0,2%
Tecnored	Quintay	Casablanca	Valparaíso	3,0	3	Petróleo Diesel	25,6	Ton	91,18	0,3%
Tecnored	San Gregorio	Ñiquén	Del Biobio	0,5	1	Petróleo Diesel	4,2	M3	29,34	0,7%
Tecnored	El Totoral	El Quisco	Valparaíso	3,0	3	Petróleo Diesel	15,1	Ton	20,11	0,1%
Tomaval Generación	Tomaval 1	La Cruz	Valparaíso	1,0	1	GNL	14.881,6	M3	891,8	10,2%
Sistema Interconectado del Norte Grande										
Minera Collahuasi	Ujina 6 (Ug6)	Pica	Tarapacá	8,90	1	Fuel Oil Nro. 6	24,3	Ton	97.107,5	8,2%
Minera Collahuasi	Ujina 5 (Ug5)	Pica	Tarapacá	8,90	1	Fuel Oil Nro. 6	21,0	Ton		
Minera Collahuasi	Ujina 4 (Ug4)	Pica	Tarapacá	6,70	1	Fuel Oil Nro. 6	21,3	Ton		
Minera Collahuasi	Ujina 3 (Ug3)	Pica	Tarapacá	6,70	1	Fuel Oil Nro. 6	35,6	Ton		
Minera Collahuasi	Ujina 2 (Ug2)	Pica	Tarapacá	6,70	1	Fuel Oil Nro. 6	20,6	Ton		
Minera Collahuasi	Ujina 1 (Ug1)	Pica	Tarapacá	6,70	1	Fuel Oil Nro. 6	12,1	Ton		
Minera Mantos Blancos	Mantos Blancos	Antofagasta	Antofagasta	28,64	S.I.	Petróleo Diesel	-	Ton	13805,15	5,5%
Tecnet	La Portada (Tecnec 1_6)	Antofagasta	Antofagasta	3,00	6	Petróleo Diesel	707,7	Ton	973,65	3,7%
Equipos De Generacion S.A.	Inacal	Antofagasta	Antofagasta	6,80	S.I.	Petróleo Diesel	3.727,1	Ton	5722,44	9,6%
Enorchile	Estandartes (Zofri_7-12)	Iquique	Tarapacá	4,80	13	Petróleo Diesel	6.150,6	Ton	1832,81	1,7%
Enorchile	Estandartes (Zofri_13)	Iquique	Tarapacá	1,60		Petróleo Diesel	179,1	Ton		
Enorchile	Diesel Zofri (Zofri_2-5)	Iquique	Tarapacá	5,16		Petróleo Diesel	2.836,2	Ton		
Enorchile	Diesel Zofri (Zofri 6)	Iquique	Tarapacá	0,45		Petróleo Diesel	127,8	Ton		

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible		Energía [MWh]	Factor de planta
Enorchile	Diesel Zofri (Zofri 1)	Iquique	Tarapacá	0,45		Petróleo Diesel	73,5	Ton		
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Tamaya (Suta)	Tocopilla	Antofagasta	103,68	S.I.	Fuel Oil Nro. 6	1,6	Ton	16	0,0%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Iquique (Suiq)	Iquique	Tarapacá	4,20	S.I.	Petróleo Diesel	238,6	Ton	874,4	2,4%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Iquique (Msiq)	Iquique	Tarapacá	6,20	S.I.	Petróleo Diesel	S.I.		0	0,0%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Iquique (Miiq)	Iquique	Tarapacá	2,92	S.I.	Petróleo Diesel	34,2	Ton	141,8	0,6%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Iquique (Maiq)	Iquique	Tarapacá	5,93	S.I.	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Enaex	Diesel Enaex (Deutz)	Mejillones	Antofagasta	1,96	S.I.	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Enaex	Diesel Enaex (Cummins)	Mejillones	Antofagasta	0,72	S.I.	Petróleo Diesel	-	Ton	0	0,0%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Arica (M2ar)	Arica	Arica y Parinacota	2,92	S.I.	Petróleo Diesel	263,0	Ton	1067,4	4,2%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Arica (M1ar)	Arica	Arica y Parinacota	3,00	S.I.	Petróleo Diesel	534,5	Ton	2230,5	8,5%
Engie (Ex - E-Cl)	Diesel Arica (Gmar)	Arica	Arica y Parinacota	8,40	S.I.	Petróleo Diesel	1.828,7	Ton	7242,93	9,8%
Ingenova	Aguas Blancas	Antofagasta	Antofagasta	2,00	S.I.	Petróleo Diesel	413,0	M3	1832,81	10,4%
Punta Arenas										
Edelmag S.A.	Tres Puentes	Punta Arenas	Magallanes	7,12	5	Diésel	S.I.		23	0,0%
Edelmag S.A.	Tres Puentes	Punta Arenas	Magallanes	2,72	1	Gas Natural	S.I.		464	1,9%
Puerto Natales										
Edelmag S.A.	Puerto Natales	Natales	Magallanes	4,71	5	Diésel	S.I.		2177,8	5,3%
Edelmag S.A.	Puerto Natales	Natales	Magallanes	5,19	4	Gas Natural	S.I.		31723	69,6%

Propietario	Central	Comuna	Región	Potencia máxima bruta [MW]	Nº de unidades	Combustible	Consumo de combustible	Energía [MWh]	Factor de planta
Porvenir									
Edelmag S.A.	Porvenir	Porvenir	Magallanes	3,4	5	Diésel	S.I.	1963	6,6%
Edelmag S.A.	Porvenir	Porvenir	Magallanes	5,54	5	Gas Natural	S.I.	16486	33,9%
Puerto Williams									
Edelmag S.A.	Puerto Williams	Navarino	Magallanes	2,65	6	Diésel	S.I.	4950	21,3%
Isla De Pascua									
Sasipa Spa	Mataverí	Isla de Pascua	Valparaíso	3,8	4	Diésel	S.I.	S.I.	
Caterpillar	Mataverí	Isla de Pascua	Valparaíso	0,5	1	Diésel	S.I.	S.I.	

Tabla 165: Características de los grupos electrógenos conectados al sistema eléctrico en Chile

ANEXO 11: Minutas de los talleres

Taller N°1: Oferentes de GE

Fecha: 5 enero 2017	Hora: 11:00-13: 00 hrs.	Lugar: Sala CC1, CORFO, Moneda 921, Santiago.
------------------------	----------------------------	--

Asistentes:

- Cristian Ibarra (MMA)
- Priscila Ulloa(MMA)
- Roberto Santander (EBP)
- Iris Silva (EBP)
- Franco Morales (EBP)
- Manuel Martínez (Cummins)
- Daniela Zúñiga (Cummins)
- Guillermo Sepúlveda (Luis Vielva y Cía. Ltda.)
- Guillermo Ávila (Emaresa)
- Nayareth Rebolledo (Emaresa)
- Gonzalo Garcés (Lureye)
- Juan Bustos (Emasa)
- Julio Piña (Diperk)

1. **Objetivo:** Conocer la visión de importadores de GE sobre la factibilidad y el impacto de una regulación para grupos electrógenos (GE).

2. Agenda

- Presentación del Ministerio del Medio Ambiente, etapas del desarrollo de la normativa.
- Presentación del equipo de EBP, situación regulatoria y tecnológica.
- Discusión abierta con representantes de empresas (RE).

3. Discusión

- RE plantean la necesidad de que se dé una participación de actores diversos en el desarrollo de la normativa, lo que podría darse en un taller de trabajo.
- MMA indica que los talleres son una instancia adicional al Comité Operativo ampliado, donde se les invita a participar. Se indica que en ellos habrá una participación de actores de distintos segmentos del mercado.
- RE ven factible el desarrollo de una normativa que regule las emisiones de los GE que se alinee con lo establecido por la Comunidad Europea. Sin embargo, se indica que deben atenderse los aspectos siguientes:
 - Desarrollo cultural del mercado nacional en lo referente a las mantenciones de equipos.
 - Uso que se le da al motor: se trata de equipos que se instalarán de manera definitiva en un lugar, o bien se destinará a arriendo y operará en distintos lugares con distintos tipos de procesos (y por consiguiente cargas distintas) a lo largo de su vida útil.
 - El foco debe estar en la potencia y en el uso de los GE (horas por año).

- La evolución tecnológica de los motores fuera de ruta es distinta de aquellos para carretera. Por ejemplo, para GE TIER IV no estará disponible ni siquiera al 2024, no habría oferta para satisfacer la demanda.
- Si se aplica TIER III, habría un sobre costo en ciertas potencias (no están disponibles todas con cumplimiento del mencionado estándar)
- Podría considerarse un corte en aquellos con D = 15 litros, dado que por su tamaño puede preverse una operación continua y son más sucios que aquellos de mayor potencia.
- Debe cuidarse que la regulación no fomente la instalación de varios GE chicos (y contaminantes) en lugar de uno grande (y más limpio).
- Al momento de seleccionar una regulación internacional para aplicar en Chile, debe considerarse si se trata de un país donde los equipos operan a 50 o a 60 [Hz].
- Se plantea la pregunta de quién evaluará el cumplimiento de la norma, a lo que MMA indica que a nivel internacional existe capacidad de ensayo y podrían reconocerse certificaciones extranjeras.
- RE destacan como positivo que se esté pensando en observar normativa europea y no estadounidense.
- RE mencionan que están preparados para cumplir con TIER III pero no con TIER IV. Esta última no se ve factible de alcanzar ni siquiera al año 2024, en el caso de GE.
- RE indican que para potencias sobre 10 [kVA], el 85% de los equipos operan como respaldo de emergencia (unas pocas horas al año).
- Un factor relevante corresponde a las exigencias de confiabilidad a distribuidores de energía eléctrica. Por los niveles de confiabilidad del mercado, se estima que los equipos con que cuentan seguirán operando pocas horas por año.
- Se indica que equipos de menor potencia emiten más contaminantes que aquellos de alta potencia.
- RE indican que aprox. El 60% de los GE en el país operan en la Región Metropolitana.
- La tecnología DPF es muy cara, por lo que no hay una gran demanda por ella (aprox el 50% del valor de la máquina). Por esto, no se piensa su instalación en GE de menos de 50 [kVA].
- Un factor relevante es que en el diseño de instalaciones no se considera de manera importante la ubicación de los GE, por lo que suelen ubicarse en espacios reducidos, y no cuentan con espacio para instalación de tecnología de abatimiento de emisiones.
- Para GE de menos de 10 [kVA] se estima que la demanda se destina principalmente a al segmento domiciliario. Los motores que ingresan son principalmente de bencina o gas (90%), recién llegan de 4 válvulas y sin turbo.
- Para equipos actualmente en funcionamiento, no se evalúa como factible la incorporación de tecnología para el abatimiento de emisiones, por lo que se recomienda evaluar la depreciación de los equipos, para establecer plazos de observancia de una normativa.

- Se menciona que debe controlarse que los equipos que sean dados de baja para el cambio por otros con tecnología de abatimiento, no sean integrados en instalaciones de otras empresas.

Taller N°2: Oferentes de tecnologías de mitigación

Fecha: 12 enero 2017	Hora: 11:00-13: 00 hrs.	Lugar: Sala CC1, CORFO, Moneda 921, Santiago.
-------------------------	----------------------------	--

Asistentes:

- Cristian Ibarra (MMA)
- Priscila Ulloa(MMA)
- Patricio San Martín (Silentium)
- Juan Carlos Bordones (Ambiosis)
- Nicolás Fraser (Purexhaust)
- Roberto Santander (EBP)
- Iris Silva (EBP)

1. **Objetivo:** Conocer la visión de proveedores de tecnologías de abatimiento de emisiones y ruido para GE sobre la factibilidad y el impacto de una regulación para grupos electrógenos (GE).

2. Agenda

- Presentación del Ministerio del Medio Ambiente, etapas del desarrollo de la normativa.
- Presentación del equipo de EBP, situación regulatoria y tecnológica.
- Discusión abierta con representantes de empresas (RE).

3. Discusión

- Los RE consulta que valores se van a utilizar en la reunión. Se comenta que aún no se define el valor, pero que la regulación va y que los valores se deben determinar de acuerdo con la ISO 8178.
- Los RE mencionan que los importadores no incorporan tecnología de abatimiento dado que no es su mercado, y los obligaría a tener una mayor capacidad de ingeniería. Declaran que la tecnología existe pero hay un gran desconocimiento en el mercado, como por ejemplo las mantenciones de los DPF.
- RE mencionan que los costos de mantención de los GE dependen del uso que se les da, por lo que en caso de no operar (por ejemplo: equipos de respaldo, que operan muy pocas horas al año), no es necesario el mantenimiento al DPF.
- El retrofit podría variar entre 2 y 3 millones de pesos y la complejidad está dada por la variabilidad de las aplicaciones (grúas en puertos, emergencia, recorte de punta, generación de electricidad, faenas de construcción, entre otros).
- RE indican que sería lógico exigir la regulación en equipos sobre 500 [kW].
- Debe considerarse el combustible que usan los equipos al momento de evaluar la factibilidad de un mecanismo de abatimiento de emisiones. Es imposible que se pueda incorporar esta tecnología cuando el

combustible es Fuel Oil 6, por ejemplo, dado el nivel de azufre del mismo.

- Respecto al ruido, se menciona que los GE son importantes fuentes emisoras. El principal problema es que las empresas en la práctica no cumplen los requerimientos (aun cuando declaran la observancia de la normativa), por lo que se menciona que podría regularse la aplicación del término “insonorizado” dado que proveedores de tecnologías con funcionamientos muy distintos, la utilizan indistintamente.
- Se indica respecto al ruido que las empresas que arriendan los equipos los tienen bien insonorizados, por lo que la regulación en este sentido no sería un problema para ellos. Además, bajo los 500 [kW] está resuelto el problema del ruido.
- Para máquinas grandes (sobre 1,5 [MVA]) no se encuentran encapsulamientos.
- Un proyecto de mitigación de ruido de más de 20 [MVA] puede tomar 1 año en su desarrollo.
- Los SCR operan con temperaturas cercanas a los 600°C, por lo que deben acercarse al turbo, generando problemas de espacio. El DPF requiere alrededor de 300°C.
- Respecto de la mitigación de emisiones atmosféricas se indica que sobre 500 [kW] no hay problemas de espacio al momento de la instalación fuera de las ciudades. Dentro de ella es más complejo, dado que la restricción espacial se torna más relevante. De todas formas se indica que el silenciador puede ser reemplazado por un equipo que mitiga emisiones y reduce el ruido.

Taller 3: Empresas Generadoras

Fecha: 9 marzo 2017	Hora: 15:30-17: 00 hrs.	Lugar: Piso 3, Ministerio del Medio Ambiente, San Martín 073, Santiago.
------------------------	----------------------------	--

Asistentes:

- Cristian Ibarra (MMA)
- Vladimir Bontacic (Potencia)
- Alejandro Larenas (Elektra Generación)
- Milton Rosales (Aes)
- Julio Garcia M. (VGC)
- Carolina Richards O. (Colbún)
- Carolina Cortes R. (Colbún)
- Carolina Lagos A. (Colbún)
- Barbara Cares (Colbún)
- Virginia Levin (Enel)
- Jorge Gómez (Generadoras A.G.)
- Víctor Valdés Q. (Enorchile)
- Miguel Salazar Córdova (Enorchile)
- Eduardo Vergara Soto (Potencia S.A.)
- Carol Gray (Enlasa)
- Rodrigo Ulloa (Enel)
- Zaida Martínez (Enel)
- Roberto Santander (EBP)
- Iris Silva (EBP)
- Carlos Barría (Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores de Energía)

1. **Objetivo:** Conocer la visión de empresas eléctricas sobre la factibilidad y el impacto de una regulación para grupos electrógenos (GE) en Chile.

2. Agenda

- Presentación del Ministerio del Medio Ambiente, etapas del desarrollo de la normativa.
- Presentación del equipo de EBP, situación regulatoria y tecnológica.
- Discusión abierta con representantes de empresas (RE).

3. Discusión

- Los RE están interesados en conocer AGIES de la regulación, para tener una cuantificación de la afectación económica.
- RE plantean que los plazos se aprecian como acotados para la construcción de la normativa.
- Se plantea necesario evaluar el aporte a las emisiones de los GE en 2015 y 2016, dado que debe contarse con una visión actualizada de la importancia relativa de las emisiones de estos equipos. Además, se plantea que el año 2010, dada la contingencia del terremoto, estos equipos debieron operar más que en otros años.
- Al momento de regular las emisiones de los GE, los RE plantean que se debe tener en cuenta:
 - Cantidad de horas de operación de los GE. Se comenta que en ciertos años, por contingencias específicas, pueden operar una cantidad elevada de horas, lo que no marca tendencias. Esta variabilidad debe ser considerada en la regulación.

- No se cree adecuado regular centrales de GE existentes, dado que las inversiones y layout se definieron sin considerar equipos de mitigación.
- Zona de emplazamiento. El impacto de un GE operando en zonas asiladas no es el mismo que si se opera en una zona saturada.
- Se solicita considerar el análisis de la calidad del aire en la regulación, pero no se presenta el argumento de por qué incluir el análisis de calidad del aire en una norma de emisión, además cuando se presenta un proyecto de generación eléctrica en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental se analiza la calidad del aire del área geográfica donde se emplaza el proyecto. Las normas de emisión consideran las mejores técnicas y tecnologías disponibles en el mercado.
- En el caso de centrales de GE que inyectan energía al sistema eléctrico su operación no es autónoma y es decidida por el coordinador nacional eléctrico
- Si las inversiones realizadas no son reconocidas por las tarifas, operadores podrían tomar la decisión de salir del mercado y el sistema perdería un respaldo necesario.
- Se debe considerar las particularidades de sistemas aislados pequeños (no hay variedad de oferta de generación, pueden ser propiedad de los municipios), que podrían resultar en que no sean capaces de incorporar los requerimientos de la regulación.
- La medición en continuo podría justificarse en centrales con un factor de planta superior al 30%.
- Debe estudiarse la manera de implementar la norma para GE, observando la experiencia con el impuesto verde, que ha resultado complejo, y aun hoy está discutiéndose como aplicarlo.
- Considerar lo que ha pasado con la norma de emisión para centrales termoeléctricas, Decreto Supremo N°13, de 2011 del Ministerio del Medio Ambiente, cuya medición es muy compleja.
- RE consultan el porqué del análisis de la normativa de ruido, si es que se está considerando modificar la Norma de emisión de ruidos generados por fuentes, Decreto Supremo N°38, de 2011 del Ministerio del Medio Ambiente
- RE plantean que quizás es recomendable comenzar con una regulación en zonas saturadas, como Santiago y Temuco, para posteriormente evaluar la extensión de la misma.
- El equipo consultor indica que la normativa europea considera la gradualidad como criterio para la elaboración de las regulaciones. RE señalan que los GE tienen una vida útil elevada, por lo que aun cuando se considere aplicación gradual, podrían verse afectados negativamente por la regulación.
- RE plantean su disponibilidad para entregar información adicional a la solicitada, para complementar los antecedentes recopilados a la fecha.

RE consideran que no es práctico que los contenidos del estudio solo puedan ser observados por los interesados una vez aprobada la versión final. Se solicita la posibilidad de entregar avances parciales para la observación y aporte de los RE. Sin embargo, se indica que existe un comité operativo compuesto por

diversos ministerios con competencia que con contraparte técnica del estudio, tales como: Ministerio de Energía, MOP, Ministerio de Salud, Ministerio de Economía, entre otros.

Taller 4: Empresas Distribuidoras

Fecha: 15 marzo 2017	Hora: 11:00-12: 30 hrs.	Lugar: Piso 3, Ministerio del Medio Ambiente, San Martín 073, Santiago.
-------------------------	----------------------------	--

Asistentes

- Roberto Santander Moya (Universidad de Santiago, Consultor): RSM
- Iris Silva Castro (EBP, Consultor): ISC
- Felipe Robles Cártes (MMA, Profesional MMA): FRC
- Emmanuel Mesías Rojas (MMA, Profesional MMA): EMR
- Priscilla Ulloa Menares (MMA, Profesional MMA): PUM
- Javier Peña (SAESA, Jefe de Área Planificación, Estudios y Control de Gestión): JP
- Carolina Gutiérrez A. (Transelec S.A., Analista Medio Ambiente): CGA
- Cristian Estuardo Celis (Chilquinta Energía, Ingeniero en Gestión Ambiental): CEC

1. **Objetivo:** Conocer la visión de empresas eléctricas sobre la factibilidad y el impacto de una regulación para grupos electrógenos (GE) en Chile.

2. Agenda

- Presentación MMA, por parte de PUM
- Presentación resultados del estudio, por parte de ISC y RSM
- Discusión abierta

3. Discusión

- EMR consulta por los rangos de potencia en que se muestra la información, sobre si es posible hacerlos coincidir con los mostrados en la regulación nacional/internacional. ISC indica que no, dado que las categorías de Aduanas no permiten una mayor cantidad de rangos de potencia, y que el detalle de la potencia en la glosa no es entregado para todos los GE.
- JP indica que se debe considerar las barreras tecnológicas. Existen equipos muy antiguos, por lo que debe observarse si se instalan antes o después de cierta época. Además, indica que no debe exigirse algo en un plazo muy breve: debe considerarse el 80/20
- JP indica que no hay empresas que no quieran aplicar normas ambientales, pero es necesario ver cómo se recupera el costo. Indica que el costo se transfiere a los clientes finales, lo que se contrapone con la idea de bajar las tarifas.
- PUM indica que cualquier norma de emisión es un costo sin retorno, dado que responde a una externalidad.
- JP indica que tienen instalados GE, dado que se emplazan en una zona compleja, con más fallas que otros lugares, por lo que instalan GE donde

- hay mayor probabilidad de falla. La empresa tiene como pilar estratégico la sustentabilidad, por lo que hay preocupación por la contaminación.
- CGA indica que Transelec tiene aprox. 50 GE y 30 subestaciones. Comenta que de aprobarse la normativa realizarían las inversiones necesarias. Su meta es mantener la estabilidad del sistema.
 - RSM indica que en Estados Unidos se controla la calidad del combustible que consumen los GE. PUM menciona que la calidad del combustible en Chile es muy alta, por lo que no sería un problema.
 - JP consulta por la cantidad de horas de uso para considerar el uso como de emergencia. RSM, PUM e ISC indican que depende de la realidad de cada país, y de la robustez de los sistemas eléctricos.
 - JP consulta si se está pensando regular un sistema eléctrico en particular. PUM responde que se está pensando regular según parámetros objetivos, como potencia, tecnología u horas de uso.
 - JP indica que deben considerarse las particularidades de los sistemas eléctricos. Por ejemplo, EdelAysen tiene una generación casi exclusiva de grupos diésel, no habiendo alternativa para suplir dicha generación.
 - PUM indica que se realizará un AGIES para ver el impacto económico que tendría la regulación.
 - JP indica que el 90% de las centrales de GE en el SIC de SAESA son < 3 MW, con una autonomía de aprox 10 horas.
 - CEC indica que principalmente Chilquinta cuenta con GE de respaldo para sus edificios institucionales. Especifica que Tecnoled tiene GE de respaldo en ciertas zonas (por ejemplo: Curauma), los que se utilizan en caso de falla (menos de 100 horas al año). Además, tienen GE en una nueva subestación, pero no tienen GE en todas las subestaciones (son aprox. 29 subestaciones).
 - CGA indica que encienden los GE 10 minutos a la semana para asegurar el buen funcionamiento. Estima que operan los GE menos de 100 horas al año.
 - JP hace la precisión que los GE en subestaciones operan para energizar los equipos en ellas cuando hay falla, y no para inyectar energía a la red.
 - JP indica que el Coordinador Eléctrico Nacional tiene un catastro de GE, incluidos los de algunos clientes.
 - JP especifica que actualmente tienen una política de mantenimiento de redes para bajar las fallas. Esta consiste en reemplazo de equipos, mantenciones, entre otros.
 - Todos los presentes indican que tienen equipos diésel, y ninguno con gas natural.

Taller 5: Demandantes en General

Fecha: 16 marzo 2017	Hora: 11:00-12: 30 hrs.	Lugar: Piso 3, Ministerio del Medio Ambiente, San Martín 073, Santiago.
-------------------------	----------------------------	--

Asistentes

- Roberto Santander Moya (Universidad de Santiago, Consultor): RSM
- Iris Silva Castro (EBP, Consultor): ISC
- Felipe Robles Cártes (MMA, Profesional MMA): FRC
- Emmanuel Mesías Rojas (MMA, Profesional MMA): EMR
- Priscilla Ulloa Menares (MMA, Profesional MMA): PUM
- Rodrigo Salvo (Falabella, Control de Gestión Ambiental): RS
- Katherinne Figueroa Martínez (Grupo Bimbo, Jefe de Medio Ambiente): KFM
- Sebastián Caro (Abertis, Encargada Medio Ambiente): SC
- Miguel Castillo Padilla (Grupo Bimbo, Técnico en Sustentabilidad): MCP
- Claudia Jiménez (Abertis, Encargada Medio Ambiente)CJ

4. **Objetivo:** Conocer la visión de empresas eléctricas sobre la factibilidad y el impacto de una regulación para grupos electrógenos (GE) en Chile.

5. Agenda

6. Agenda

- Presentación MMA, por parte de PUM
- Presentación resultados del estudio, por parte de ISC y RSM
- Discusión abierta

7. Discusión

- RS consulta por los plazos del Plan de Descontaminación de la RM (en adelante el Plan). PUM explica que la Contraloría no tiene plazo para la revisión, por lo cual no hay una fecha determinada.
- Respecto a las exigencias, RS indica que las exigencias del Plan fueron algo nuevo, y que a ellos les ha resultado sencillos incorporar la solicitud de las certificaciones al momento de realizar la compra. Si bien es algo que se exige en la RM, la empresa lo ha aplicado en todo el país. Indica, además, que realizan mantenciones 2 veces al año, a cargo de los mismos proveedores de los equipos.
- RS indica que en Temuco debieron realizar ajustes en un GE. Esto fue llevado a cabo por Lureye. Las reparaciones no lograron que los motores emitieran dentro de la norma, por lo que cotizaron la incorporación de tecnología de mitigación y un motor nuevo. Por la diferencia en el costo, optaron por la segunda alternativa.

- SC indica que en Abertis Autopistas van a tener que agregar abatimiento o cambiar el GE en el Túnel Lo Prado. Realizaron mediciones isocinéticas y se dieron cuenta que tenían problemas con el material particulado.
- MCP indica que se han enfocado en el tipo de combustible (GN o GN+diésel). Como los GE son antiguos (25 años), están pensando en el reemplazo.
- KFM indica que ellos encienden los equipos solo como respaldo en emergencia, utilizándolos 40 horas al año, aprox.
- CJ indica que tienen un mantenedor externo de los GE y ellos operan muy pocas horas al año (aprox. 20 horas).
- SC indica que las concesiones son finitas y no podrían realizar inversiones grandes en determinadas condiciones. Por ejemplo, les quedan 2 años de concesión de la Autopista del Sol y el reemplazo de un GE de 650 kVA no se paga.
- RS pregunta por procedimiento para informar mantenciones. PUM especifica que la Superintendencia va a establecer el protocolo siendo lo más eficiente posible.
- PUM indica que mediciones isocinéticas no se pide en otros lugares para motores de combustión interna. Es por esto que se pide el registro de mantenciones, pensando en la prevención en lugar de la medición.
- RS indica que para la realización de los ensayos ha sido complejo el tener una carga estable, lo que ha debido arrendarse y ha sido complicado por la antigüedad de las tiendas, que no consideraron las facilidades para esto.
- KFM indica que tienen 40 desconexiones contratadas, pero se efectúan aprox. 15 por 3 horas en 4 meses y se ve con Chilectra. Cuentan con 5 GE.
- KFM consulta por la medición de NOx. RSM indica que el CO es representativo de otros contaminantes, por lo que se suele medir este contaminante.
- RSM indica que los GE no tienen la electrónica de los vehículos, por lo que no operan siempre en el punto óptimo. RS confirma esta situación.
- RS consulta por GE con GN. PUM especifica que la preocupación principal es el diésel.

ANEXO 12: Relación entre potencia y desplazamiento en un motor (cilindrada)

A nivel teórico, la potencia efectiva de un motor de combustión interna (N_e), sea de compresión o de chispa, viene determinada por la relación básica:

$$N_e = D * N * \rho_{aire} * PCI * \eta_t * \eta_m * \eta_v * \frac{\phi}{x}$$

Donde:

D =cilindrada de motor

N = velocidad de giro de motor (RPM)

ρ_{aire} = densidad del aire admitido al motor

PCI = poder calorífico inferior del combustible

η_t =eficiencia térmica del motor

η_m =eficiencia mecánica del motor

η_v =eficiencia volumétrica del motor

ϕ =relación combustible aire

x = factor de tiempo de motor (en caso de motor de cuatro tiempos, 2)

A pesar que la ecuación anterior muestra que la potencia del motor depende de muchas variables y que además estas son función del nivel de carga del motor, es posible establecer una relación entre potencia mecánica del motor, potencia eléctrica en generador y cilindrada.

Para esto, a partir de las fichas técnicas de los respectivos motores y grupo generador, se tomó la información asociada a la potencia eléctrica aparente, la potencia en el eje del motor, la cilindrada de cada motor, el diámetro del pistón así como la carrera y el consumo de combustible de cada uno de ellos. Entre los fabricantes considerados está electropower (www.electropower.cl) e Himoina (www.himoina.com). Específicamente los grupos generadores son equipados con motores Perkins, Cumming, Scania y otros.

Con el objetivo de analizar la información y verificar una potencial linealidad entre la cilindrada del motor y las potencias mecánicas y/o la potencia eléctrica del grupo generador, se presentan los datos y figura de las respectivas variables con rangos de potencia eléctrica entre 14 [kVA] y 2500 [kVA].

Potencia Eléctrica (kWe)	Potencia Mecánica (kWfreno)	Cilindrada (Litros)
11,2	13,3	2,496
17,6	20,3	2,216
264	349	12,5
40	45,6	3,3
52,8	59,3	3,3
70,4	79,1	4,4
88	101,6	5,99
120	133,5	5,99

132	153,6	7,01
160	179,8	7,01
176	210	8,8
220	239	8,7
264	349	12,5
308	368,4	12,5
320	349	12,5
352	392	12,5
400	435	15
440	478	15
528	568	18,13
572	602	18,13
640	685	22,92
720	760	22,921
880	947	30,561
1100	1224	45,8
1200	1321	48,2
1320	1395	45,84
1500	1579	45,842
2000	2083	61,123
6,6	9	1,116
10,5	14,3	0,904
30	34,1	3,319
244	264,3	10,5
104	114	8,071
290	311	9,3
564	596	21,927

Tabla 166: Datos relación potencia y cilindrada

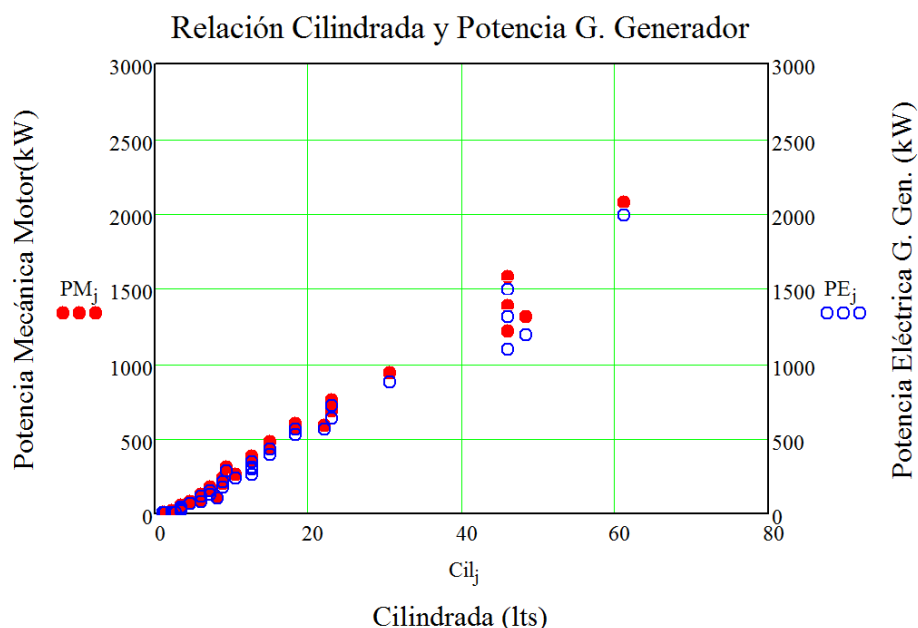


Figura 59: Relación cilindrada y potencia del grupo electrógeno. Elaboración propia.

Los resultados, a partir de la información técnica reportada por varios proveedores de grupos generadores, muestran que, efectivamente existe una linealidad entre la cilindrada y la potencia mecánica del motor, esto incluso entre rangos eléctricos de 14 [kVA] (13,3 [kW mecánicos]) y 2500 [kVA] (2.083 [kW mecánicos]). Asimismo, el gráfico anterior más allá de contemplar diferentes fabricantes de motores incluye diferentes tipos de alimentación de aire. Específicamente se tiene motores con aspiración natural, turboalimentados y además turboalimentados con intercooler.

Debe señalarse que de acuerdo a la información de los proveedores consultados, el grupo generador para mantener los 50 [Hz] opera de manera constante a 1.500 [rpm] y el valor nominal de $\cos(\Phi)$ utilizado para todos los efectos de cálculo corresponde a 0,8.

Siendo así, para efectos de simplificación del análisis, la relación anterior puede escribirse convenientemente de manera más compacta por lo que se puede establecer una constante que representa un valor con poca variación para el caso de grupo generador. De esta manera, la expresión anterior puede quedar representada:

$$N_e = D * N * Cte$$

Finalmente, el análisis anterior permite deducir que para especificar un grupo generador, basta indicar la potencia del motor de manera que los otros indicadores quedaran establecidos de manera implícita.

A partir de los datos de la figura anterior, se propone la utilización de un valor $Cte = 0,0192$.