



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**AUTOMATIZACIÓN DE LOS SUBSISTEMAS QUE PRESENTAN FALLAS CON
EL MAYOR PORCENTAJE DE DETENCIONES EN SISTEMA DE
MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES (CEMS) GASES GUACOLDA 4**

Proyecto de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de ingeniero de ejecución en instrumentación y automatización industrial.

Profesor guía: Juan Carlos Madrigal Lobos

Jhonny Marcelo Silva Bonilla

Copiapó, Chile 2023

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este trabajo de tesis a mis padres, quienes desde pequeño me motivaron y respaldaron a seguir por la senda de los estudios, para poder adquirir los conocimientos necesarios para que, en el futuro, pudiese tener mayores posibilidades de afrontar el sistema laboral. Empuje que me sirvió para obtener mi título de técnico Universitario en Instrumentación y Automatización Industrial en esta Universidad, el año 2008. Gracias viejitos, “los amo mucho”.

En segundo lugar, quiero destacar a mi esposa, quien llegó a mi vida en el último año de esta carrera, aportando todo su apoyo y cariño para alentar en los momentos más complejos, donde la fuerza de voluntad para cumplir con el trabajo y estudio muchas veces decae, y aparecen cuestionamientos respecto de seguir adelante. Gracias, mi amor.

También quiero mencionar a mis queridos amigos, Maria José Lezcano y Antonio Araos, quienes me ayudaron en todo momento de forma incondicional, desde el inicio hasta el término de mis estudios. Gracias por acogerme en su hogar junto a sus hijas, mis mayores agradecimientos de corazón.

INDICE

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCION	1
1.1.Objetivo general.....	3
1.2.Objetivos específicos	3
1.3.Metodología de trabajo	4
1.4.Resumen de capítulos	5
CAPITULO II	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Definiciones	6
2.2 Instrumentos de medida y control.....	6
2.3 Parámetros esenciales de un analizador	8
2.4 Absorción de infrarrojos	9
2.5 Principios de operación de los IR de proceso	14
2.6 Componentes y materiales de un analizador.....	16
2.7 Calidad de aire - emisiones - inmisiones	17
2.8 Transmisores electrónicos.....	18
2.9 Índices operacionales	19
2.10 Confiabilidad.....	20
2.11 Términos económicos	22
CAPÍTULO III.....	24
SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES (CEMS)	24
3.1 Introducción al monitoreo continuo de emisiones	24
3.2 Externalidad Económica	24
3.3 Normas y multas	25
3.4 Los impuestos (y los subsidios).....	26
3.5 Normas ambientales asociadas al monitoreo de emisiones	27
3.5.1 Normas ambientales en Europa (EN)	27
3.5.2 De forma general.....	28
3.5.3 Normas ambientales en Estados Unidos (US-EPA)	28

3.6 Equipamiento del CEMS	31
3.7 Mantenimiento y control del CEMS	31
3.8 Norma Chilena de emisiones contaminantes para centrales termoeléctricas	
Generación termoeléctrica	32
3.9 Emisiones contaminantes atmosféricas de las centrales termoeléctricas	32
3.10 Diseño de la norma.....	33
3.11 La norma chilena.....	35
3.12 Disponibilidad de Datos de Emisiones	38
3.12.1 Reporte de los datos de emisiones.....	39
3.12.2 Cálculo del porcentaje de disponibilidad de los datos de monitoreo	40
CAPÍTULO IV	42
SISTEMA DE MONITOREO CONTÍNUO DE EMISIONES GUACOLDA 4	42
4.1 Complejo termoeléctrico Guacolda Energía	42
4.2 Composición del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones CEMS	45
Guacolda 4	45
4.3 Problemática	46
4.4 CEMS de gases multiparamétrico Guacolda 4	47
4.4.1 Extracción de muestra.....	47
4.4.2 Transporte de muestra.....	48
4.4.3 Tratamiento de muestra.....	51
4.4.4 Análisis de la muestra	56
4.5 Escala de medición de los analizadores	59
4.6 Sistema de verificación del CEMS de gases.....	60
4.6.1 Descripción del sistema	60
4.6.2 Procedimiento de verificación CEMS Gases Multiparamétrico	65
CAPÍTULO V	69
ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MEJORAMIENTO CONTINUO	69
5.1 Interpretación de los resultados del análisis de Pareto.....	72
5.2 Cálculo del porcentaje de Disponibilidad de los datos de emisiones en CEMS Gases	
Guacolda 4	72
5.3 Aspectos Operacionales y Económicos	74

5.3.1 Disponibilidad Operacional	74
5.3.2 Efectos operacionales a causa de las fallas en CEMS Gases U4	77
5.4 Propuesta para el mejoramiento	79
5.4.1 Análisis de la factibilidad técnica-económica para implementar la mejora continua	80
5.4.2 Investigación y evaluación técnica	80
5.5 Ejecución del Proyecto	83
5.5.1 Costos de la implementación	83
5.6 Evaluación económica considerando la implementación de los transmisores de presión.....	84
5.6.1 Análisis Flujo de Caja.....	85
CAPÍTULO VI.....	89
CONCLUSIONES	89
BIBLIOGRAFÍA.....	91

INDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Control básico de combustión. Sin y con ayuda de analizadores.	7
Figura N° 2.2: Principio de funcionamiento del analizador IR.....	10
Figura N° 2.3: Espectro electromagnético. Zona infrarroja.	11
Figura N° 2.4: Diferencia entre NDIR e IR.	15
Figura N° 2.5: Sistema óptico analizador NDIR URAS 26(ABB).	17
Figura N° 2.6: Principio de funcionamiento de los transmisores electrónicos.	19
Figura N° 3.1: Metodología usada para determinar los niveles de la norma vigente. ...	34
Figura N° 3.2: Artículo 12° del D.S. N°13/2011 que establece.....	39
la forma de reportar los datos de las emisiones.....	39
Figura N° 3.3: Cálculo de disponibilidad de los datos de emisiones.	40
Figura N° 4.1: Ciclo Térmico Guacolda Energía.....	44
Figura N° 4.2: Ubicación de los equipos e instrumentos en chimenea del sistema CEMS Unidad 4 Guacolda.....	46 46
Figura N° 4.3: Diagrama de flujo sistema de extracción y transporte de la muestra del gas (CEMS gases U4.....	50
Figura N° 4.4: Diagrama de flujo sistema tratamiento de la muestra del gas (CEMS gases U4).....	55
Figura N° 4.5: Diagrama de flujo sistema de análisis de la muestra del gas (CEMS gases U4).....	58
Figura N° 4.6: Icono del menú de configuración..... en analizador multiparamétrico ABB AO-2020.	59 59
Figura N° 4.7: Compartimiento de gases cabina CEMS gases U4 Guacolda Energía. .	61
Figura N° 4.8: Diagrama de flujo compartimiento de gases patrones CEMS U4.....	62
Figura N° 4.9: Compartimiento de gases cabina CEMS gases U4 Guacolda Energía. .	64
Figura N° 5.1: Gráfico de Diagrama de Pareto de las frecuencias por tipo de fallas en CEMS.....	71
gases unidad 4 Guacolda (año 2022).	71
Figura N° 5.2: Gráfico de la Disponibilidad mensual CEMS Gases U4 año 2022.....	76
Figura N° 5.3: Características del transmisor de presión WIKA modelo A-10.....	82

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 1.1: Sistemas de abatimiento de emisiones central Guacolda.	2
Tabla N° 3.1: Algunas ventajas y desventajas de las normas.	26
Tabla N° 3.2: Estimación de emisiones en el año base 2008.	37
Tabla N° 3.3: Límites máximos de emisión para las fuentes emisoras existentes.	37
Tabla N° 3.4: Límites máximos de emisión para las fuentes emisoras nuevas.	38
Tabla N° 4.1: Capacidad de generación de central Guacolda Energía.	42
Tabla N° 4.2: Características técnicas del sistema de extracción y transporte de la muestra.	49
Tabla N° 4.3: Características técnicas del sistema de tratamiento de muestra.	53
Tabla N° 4.4: Características técnicas del sistema. de análisis multiparamétrico CEMS Gases Unidad 4.	57
Tabla N° 4.5: Características de los cilindros de gases patrones CEMS U4.	65
Tabla N° 5.1: Frecuencias por tipo de falla en CEMS Gases U4 (año 2022).	70
Tabla N° 5.2: Datos para cálculo de la Disponibilidad de los datos de monitoreo correspondientes al año 2022.	73
Tabla N° 5.3: Disponibilidad mensual año 2022 CEMS Gases Guacolda 4.	75
Tabla N° 5.4: Consecuencia económica por efectos de derrateados.	78
Tabla N° 5.5: Características principales de los instrumentos a instalar.	81
Tabla N° 5.6: Costos del proyecto de implementación para CEMS U4 y para todos los CEMS Guacolda.	84
Tabla N° 5.7: Ahorro por disponibilidad.	85
Tabla N° 5.8: Flujo de caja con evaluación a 10 años considerando instalación de transmisores de presión.	86

RESUMEN

El siguiente trabajo de investigación, nace en primer lugar, bajo la necesidad de poder colaborar en la gestión ambiental del Departamento de Medio Ambiente de central termoeléctrica Guacolda Energía, mediante la aplicación de herramientas tecnológicas para mejorar el porcentaje de disponibilidad de los datos de monitoreo de emisiones CEMS (sistema de monitoreo continuo de emisiones), del parámetro gases en Guacolda 4. Estos datos de monitoreo son regulados mediante normativa impuesta por el Ministerio de Medio Ambiente y fiscalizados por la Superintendencia de Medio Ambiente. En segundo lugar, se busca aportar en el aumento de la productividad de la generación de la unidad 4, mediante el incremento de la disponibilidad operacional de este sistema. Se realizó un estudio enfocado en las detenciones que se presentan en el sistema CEMS Gases Guacolda 4, donde fue necesario recopilar información de fallas y mantenimientos preventivos con el objetivo de poder determinar y clasificar el universo real de horas indisponibles del sistema, de esta forma se calculó la disponibilidad. Posteriormente se analizó la factibilidad de la propuesta técnica – económica del mejoramiento continuo, con análisis de costos, basado en la automatización de los subsistemas que presentaron la mayor tasa de fallas, tomando en consideración las condiciones tecnológicas actuales que cuenta el CEMS para integrar instrumentos medidores de presión y equipamiento de comunicación industrial de alta fiabilidad. Finalmente se determinó la importancia de aumentar la automatización de este sistema porque permitirá prolongar la continuidad operacional, disminuyendo las fallas y el tiempo de intervención cuando estas ocurran, mejorando la eficiencia del equipo, lo que asegurará mantener las condiciones óptimas de operación disminuyendo la probabilidad de detenciones inesperadas lo que conlleva al aumento de la disponibilidad operacional. Se demuestra la viabilidad económica del proyecto, evitando pérdidas por derrateo de generación de energía

**TERMOELÉCTRICA - GESTIÓN AMBIENTAL - SOSTENIBILIDAD -
DISPONIBILIDAD - COSTOS**

ABSTRACT

The following research work was born in the first place, under the need to collaborate in the environmental management of the Environmental Department of the thermoelectric power plant Guacolda Energía, through the application of technological tools to improve the percentage of availability of the CEMS (continuous emissions monitoring system) emissions monitoring data, of the parameter gases in Guacolda 4. These monitoring data are regulated by regulations imposed by the Ministry of Environment and supervised by the Superintendence of Environment. Secondly, it seeks to contribute to increase the productivity of the generation of unit 4, by increasing the operational availability of this system. A study focused on the stoppages that occur in the CEMS Gases Guacolda 4 system, where it was necessary to collect information on failures and preventive maintenance in order to determine and classify the real universe of unavailable hours of the system, thus calculating the availability. Subsequently, the feasibility of the technical-economic proposal of continuous improvement was analyzed, with cost analysis, based on the automation of the subsystems that presented the highest failure rate, taking into consideration the current technological conditions that CEMS has to integrate pressure measuring instruments and highly reliable industrial communication equipment. Finally, it was determined the importance of increasing the automation of this system because it will allow prolonging the operational continuity, reducing failures and intervention time when they occur, improving the efficiency of the equipment, which will ensure the maintenance of optimal operating conditions, reducing the probability of unexpected stoppages, which leads to an increase in operational availability. The economic viability of the project is demonstrated, avoiding losses due to energy generation losses.

THERMOELECTRIC POWER PLANT - ENVIRONMENTAL MANAGEMENT -
SUSTAINABILITY - AVAILABILITY - COSTS

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

En el proceso de generación de energía eléctrica de una central termoeléctrica a carbón, se produce la combustión, generando un flujo de gases que se origina en el hogar de la caldera, donde se extrae la mayor parte del calor, produciendo vapor de agua con alta presión el cual es enviado a la turbina de vapor para generar energía eléctrica.

El combustible principal de operación de la fuente que alimenta a las unidades del Complejo Termoeléctrico Guacolda corresponde a carbón bituminoso y sub-bituminoso y alternativamente petróleo diésel.

El carbón contiene impurezas no combustibles denominadas cenizas, que deben ser evacuadas de la caldera y del proceso. Un porcentaje importante de estas cenizas están contenidas en los gases de combustión y son captadas por un filtro de mangas (en unidades generadoras 1-2-4), y por precipitadores electrostáticos EP (en unidades 3-5), a fin de no liberarlas a la atmósfera. El resto se capta en la parte inferior del hogar de la caldera y se evacúa a través de medios mecánicos para su disposición final. Los gases de combustión resultantes son evacuados a la atmósfera a través de la chimenea por convección forzada mediante ventiladores de tiro inducido. Estos gases generados se clasifican en:

- ✚ Especies oxidadas de los elementos contenidos en el combustible, como son los gases CO_2 y CO , provenientes del carbono del combustible, y el gas SO_2 , proveniente del azufre del combustible.
- ✚ Especies oxidadas de nitrógeno, específicamente NO y NO_2 (a la suma de NO y NO_2 se le representa como NO_x), producidas mayoritariamente debido a la reacción del nitrógeno del aire (N_2) con el oxígeno (O_2), que ocurre gracias a la gran cantidad de energía liberada en el proceso de combustión.

El Ministerio del Medio Ambiente (MMA), a través del Diario Oficial de la República, publicó el 23 de junio de 2011 el Decreto Supremo N°13, que establece la norma de emisión para Centrales Termoeléctricas. Dicha norma, contempla regulaciones para la emisión de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg). El artículo N°8 de la norma, establece que las fuentes emisoras nuevas y existentes deben instalar y certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), para MP, NO_x, SO₂, Flujo de gases y otros parámetros de interés.

Respecto a este último punto, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) emitió la Resolución N°1743 del 6 de diciembre de 2019, mediante la cual aprobó el Protocolo de Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), en Centrales Termoeléctricas y la aplicación de un plan de aseguramiento de calidad QA/QC a fuentes emisoras afectas a cualquier instrumento de carácter ambiental.

Para dar cumplimiento a los límites de emisiones de SO₂, NO_x y Material Particulado (MP) establecidos en su D.S. N°13/2011, empresa Guacolda Energía cuenta con las siguientes tecnologías de abatimiento que se presentan en la tabla N°1.1.

Tabla N° 1.1: Sistemas de abatimiento de emisiones central Guacolda.

Unidad	Parámetro de emisión	Tecnología de abatimiento
U1-U2-U4	Material Particulado (MP)	Filtros mangas de alta eficiencia.
U3-U5	Material Particulado (MP)	Precipitadores electrostáticos (EP).
U1-U2-U4	Dióxido de azufre (SO ₂)	Desulfurador de gases semiseco FGD (reacción química de cal hidratada más agua desmineralizada).

Unidad	Parámetro de emisión	Tecnología de abatimiento
U3-U5	Dióxido de azufre (SO ₂)	Desulfurador de gases húmedo FGD (reacción química con lechada de caliza)
U1-U4-U5	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	Reducción catalítica selectiva (SCR)

De esta forma los sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS), instalados en las chimeneas U1&2 (chimenea común), U3, U4 y U5 que conforman la Central Termoeléctrica Guacolda, cuentan con los más altos estándares de calidad a nivel internacional y están compuestos por los instrumentos necesarios para la determinación de las concentraciones de NO_x, SO₂, CO₂, O₂, Flujo y Material Particulado y de variables como temperatura y presión para la normalización de los parámetros a reportar según lo exigido por el Decreto Supremo N°13/2011.

1.1. Objetivo general

Analizar la viabilidad técnica y económica en la automatización del sistema CEMS Gases Guacolda 4, para disminuir las horas de fallas y de esta forma mejorar la disponibilidad, aumentar productividad y optimizar costos de generación.

1.2. Objetivos específicos

- ✚ Describir el Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), desde el ámbito normativo y técnico.
- ✚ Recopilar información histórica de los registros de detenciones por motivos de fallas, mantenimientos correctivos, mantenimientos preventivos, etc., asociadas al sistema.
- ✚ Implementar un sistema de control automático de señales que permita la posibilidad de visualización en remoto del estado de las nuevas presiones monitoreadas en CEMS Gases Guacolda 4, para ofrecer a los mantenedores una información diaria

que sea confiable y oportuna del comportamiento del sistema.

- ✚ Demostrar la viabilidad técnica del proyecto, para optimizar el sistema, aprovechando las condiciones de la instalación actual y minimizar los costos de la mejora.
- ✚ Demostrar la viabilidad económica del proyecto, mediante análisis de costos para la implementación de este nuevo sistema, demostrando el efecto que generaría evitar pérdidas económicas por concepto de energía no vendida.
- ✚ Analizar la factibilidad de aumentar la disponibilidad del equipo, por lo menos un 2 %, evaluando el beneficio que podría aportar a la empresa.

1.3. Metodología de trabajo

Análisis de la problemática actual del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones parámetro gases Guacolda 4, respecto a la disminución de la disponibilidad de los datos de monitoreo según lo exigido por la Superintendencia de Medio Ambiente.

Recopilación de información referente a las fallas que afectan al CEMS Gases Guacolda 4, durante el periodo de 1 año de operación de la unidad.

Aplicación de la metodología de “Diagrama de Pareto” para determinar y clasificar las fallas que provocan las detenciones del sistema.

Cálculo de la “Disponibilidad de los datos de monitoreo” año 2022 del CEMS Gases Guacolda 4, según lo establecido por la SMA en Resolución Exenta N°1209/2019.

Cálculo de la “Disponibilidad Operacional” del sistema, tomando en consideración las horas fuera de servicio por mantenimiento a la falla.

Análisis y propuesta técnico-económico de la mejora continua para cuantificar la relación costos versus beneficios económicos para la empresa.

1.4. Resumen de capítulos

A continuación, se presenta un breve resumen de cada uno de los capítulos siguientes del presente trabajo:

En el capítulo II, se describe todo lo relacionado con las características principales de los equipos involucrados en esta investigación, específicamente se explica la composición, principio de funcionamiento y la importancia de los analizadores de gases en el control de emisiones de procesos industriales, como también se realiza una definición de los transmisores de presión electrónicos.

Por otra parte, en el capítulo III, se presenta una introducción al sistema de monitoreo continuo de emisiones CEMS, detallando el ámbito normativo de este sistema, tanto a nivel internacional, como también nacional. Además, se explica la norma de emisiones contaminantes para centrales termoeléctricas, el método utilizado para su diseño y su aplicación.

Posteriormente, en el capítulo IV, se define una descripción general, del complejo termoeléctrico Guacolda y del CEMS perteneciente a la unidad generadora N°4. También se detalla etapa por etapa, la composición del CEMS de gases instalado en esta misma unidad N°4.

Después, en el capítulo V, se estudia la implementación del mejoramiento continuo, aplicando diagrama de Pareto para lograr identificar las causas de la problemática que tiene el CEMS de gases de la unidad 4, respecto a la disminución de la disponibilidad de los datos de emisiones. A continuación, se desarrolla la propuesta del mejoramiento, donde se evalúa la factibilidad técnico-económica (análisis de costos) para la ejecución.

Finalmente, en el capítulo VI, se analizan las conclusiones obtenidas de este trabajo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Definiciones

En este capítulo se definen y explican algunos de los términos (técnicos, operacionales, normativos, económicos y siglas) utilizados en los capítulos de desarrollo y conclusión.

2.2 Instrumentos de medida y control

En todos los procesos industriales ya sean continuos o alternos, donde se controlan fluidos, es necesario manejar algunas variables de estado. Tradicionalmente, las más habituales de estas variables son: presión, temperatura, caudal y nivel.

Si nos fijamos en el sistema de control de combustión de una caldera (ver la figura N° 2.1), observamos que se deben medir caudales de aire y combustible, que varían en función de la carga o producción de la caldera, con elementos selectores y relés de relación que permiten tener siempre un exceso prefijado de aire. Aquí ya se pueden ver algunas aplicaciones elementales del uso de instrumentos analíticos. Midiendo el poder calorífico del combustible se pueden tomar acciones adelantadas de control y midiendo el contenido de oxígeno en los gases de la chimenea se puede ajustar con mayor precisión, y de forma dinámica, el caudal de aire.

Analizadores de proceso en línea: instrumentos que miden una determinada característica de un fluido que forma parte, como producto final, elemento intermedio o materia prima de un proceso de fabricación.

Los analizadores optimizan las acciones de control y, en algunos casos, permiten el desarrollo de estrategias de control avanzado para mejorar el rendimiento y la seguridad de las plantas de proceso.

Además, debido al desarrollo de estas estrategias se ha demostrado que para ciertas aplicaciones no es suficiente con las cuatro variables de estado clásicas. Hace falta más información.

Es necesario conocer más datos del propio proceso, además de su presión o temperatura. Hay que conocer su composición o alguna de sus propiedades específicas. Y se comienzan a considerar medidas como la de la viscosidad, composición, presión de vapor, puntos de destilación, contenido de agua, etc.

Se empieza a usar como importante la medida de algunos instrumentos auxiliares que antes se utilizaban como referencia y registro. Y se discute si no será conveniente conocer en tiempo real datos que usualmente se obtenían de análisis de laboratorio; en muchos casos un análisis cada 8 horas.

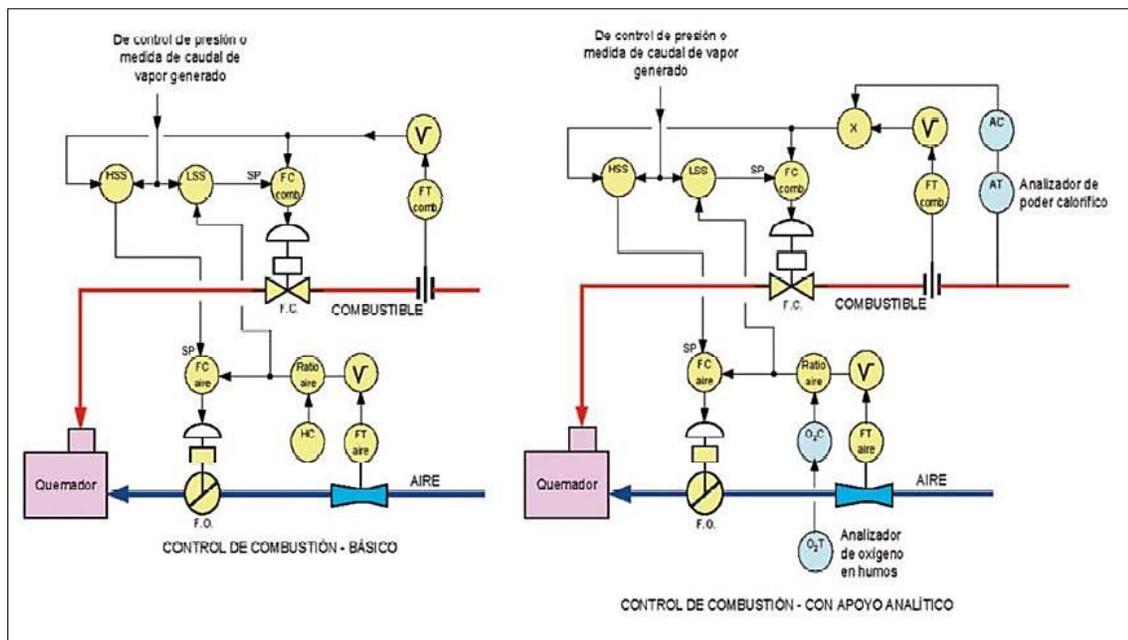


Figura N° 2.1: Control básico de combustión. Sin y con ayuda de analizadores.

Fuente: ABB (2017)

Se comienza a valorar a los analizadores de proceso, por algunos denominados, con mucha razón, instrumentos de medida de calidad.

Pero el desarrollo de las técnicas analíticas no ha sido solo originado por las necesidades de control de proceso. También se requieren analizadores para cumplir con regulaciones de la administración, sobre todo en materia de control de contaminación tanto atmosférica como de aguas; también como elementos de protección personal: análisis del ambiente para determinar concentraciones peligrosas de gases tóxicos o deficiencia de oxígeno en el aire.

En general una cosa ha llevado a la otra: posibilidad de medir algo y la necesidad de medir algo. Ahora popularmente parece que todo es analizable: desde la composición de rocas del planeta marte hasta el contenido de oxígeno en algas situadas en las profundidades marinas; desde la concentración de azúcar en la sangre de una persona diabética hasta el contenido de alcohol en el aliento de un conductor involucrado en un accidente de tránsito.

El papel de los analizadores en los sistemas de control de proceso es, por lo tanto, muy importante. La principal justificación para instalar analizadores de proceso es su mayor contribución a la eficiencia y efectividad de los sistemas de control que aumentan el rendimiento de las plantas. Actualmente existen cientos de aplicaciones de control avanzado aplicadas a todo tipo de industrias y que se basan en medidas analíticas.

2.3 Parámetros esenciales de un analizador

Para cualquier tipo de analizador hay una serie de parámetros que permiten determinar la calidad de sus medidas.

Estos parámetros son:

 Exactitud.

- ✚ Precisión o repetibilidad.
- ✚ Reproducibilidad.
- ✚ Sensibilidad.
- ✚ Linealidad.
- ✚ Ruido.
- ✚ Tiempo de respuesta.
- ✚ Tiempo de ciclo.
- ✚ Deriva de cero.
- ✚ Deriva de span.

Una de las formas más usuales de comprobar la calidad de los resultados de un analizador es compararlos con los resultados del mismo análisis en ensayos de laboratorio.

Algunos analizadores, especialmente los de propiedades físicas, deben cumplir especificaciones que se refieren a su correlación con los resultados que se obtienen en los correspondientes ensayos de laboratorio.

2.4 Absorción de infrarrojos

En la siguiente sección, se realizó una definición del principio de funcionamiento de los analizadores de gases del tipo “absorción de infrarrojos”, destacando el espectro electromagnético, la absorción de energía infrarroja, el análisis cuantitativo y las características de absorción.

Introducción: los analizadores comúnmente denominados de infrarrojos (IR) pertenecen a la familia de analizadores fotométricos y se basan en la propiedad que tienen las moléculas de algunos gases de absorber energía a determinadas longitudes de onda de la radiación electromagnética.

En la figura N° 2.2, se presenta el principio de funcionamiento de un analizador del tipo IR, donde se observa que toda la radiación (toda la luz), pasa por la cámara de medida

y generalmente es filtrada antes de llegar al detector.

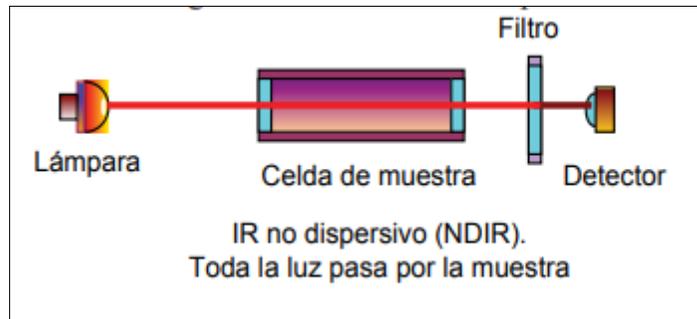


Figura N° 2.2: Principio de funcionamiento del analizador IR.

Fuente: ABB (2017)

Hay una amplia utilización de la emisión y medida de la energía, en las generalmente denominadas como técnicas fotométricas, usadas en aplicaciones analíticas.

Algunas de ellas utilizan absorción de radiaciones en diversas zonas del espectro electromagnético: IR (infrarrojo), NIR (cercano infrarrojo), UV (ultravioleta), Vis (visible); otras usan técnicas químico métricas como las FTNIR y FTIR. Otras formas incluyen mediciones colorimétricas o la reflectometría.

El espectro electromagnético: las fuentes de energía como las corrientes eléctricas o los objetos muy calientes producen campos electromagnéticos que se transmiten a través del espacio por radiación.

La forma y cantidad en que esta radiación puede penetrar o ser absorbida por una determinada sustancia depende de su frecuencia.

El espectro electromagnético conocido se extiende desde la corriente continua hasta 5×10^{21} Hz, que corresponde a radiación cósmica. La parte del espectro que nos interesa en la parte infrarroja (ver la figura N° 2.3), se extiende desde 3×10^{11} hasta 3×10^{14} Hz.

Por motivos de conveniencia para evitar números demasiados grandes, se convierten estas frecuencias en longitudes de onda. La parte infrarroja útil está, más o menos, entre 1 y 15 micrones (10.000 a 660 cm^{-1}). Ver la figura N° 2.3.

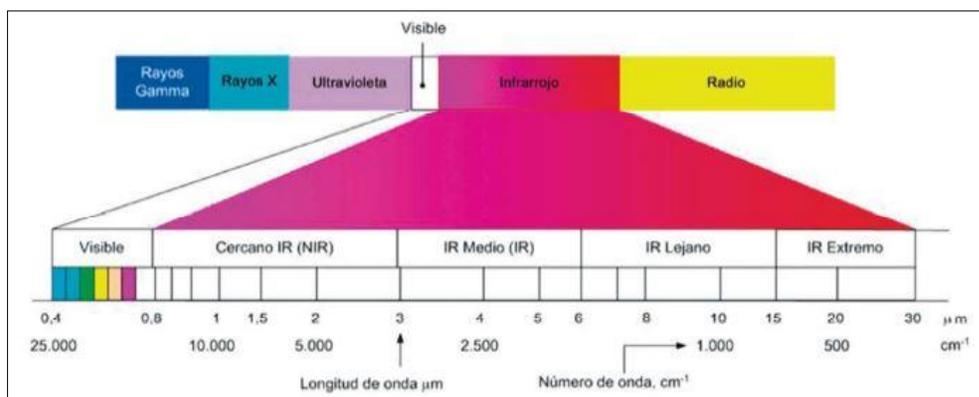


Figura N° 2.3: Espectro electromagnético. Zona infrarroja.

Fuente: ABB (2017)

Las posiciones de las bandas en espectros IR se representan como números de onda (n) cuya unidad es el cm^{-1} , esta unidad es proporcional a la energía de vibración y los modernos instrumentos son lineales en centímetros correlativos.

También se usa, especialmente en la literatura tradicional, la longitud de onda (λ), tomando como unidad de micrómetro ($\mu\text{m} = 10^{-6}\text{ m}$) también denominado micrón.

Los números de ondas se relacionan con la longitud de onda por medio de la siguiente relación:

$$\text{cm}^{-1} = 10^4 / \lambda(\mu\text{m}) \quad (\text{Ec. N}^\circ 2.1)$$

La intensidad de energía absorbida por las bandas se puede expresar tanto en transmitancia (T) como en absorbancia (A). La transmitancia es la relación entre la intensidad radiante transmitida por una muestra y la intensidad radiante incidente sobre dicha

muestra. La absorbancia es el logaritmo, en base 10, de la inversa de la transmitancia.

$$A = \log_{10}(1 / T) \quad (\text{Ec. N}^\circ 2.2)$$

Absorción de energía IR: las moléculas con momento bipolar permiten que los fotones infrarrojos las exciten a estados más altos de vibración. Las moléculas diatómicas homopolares no tienen ningún momento dipolar, ya que los campos electrónicos de sus átomos son iguales. Las moléculas monoatómicas tampoco tienen ningún momento bipolar ya que solo tienen un átomo. Por ello, tanto las monoatómicas como las biatómicas homopolares no absorben la luz infrarroja, pero todas las demás moléculas sí lo hacen.

Las moléculas orgánicas absorben radiación infrarroja en el rango de 10.000 a 100 cm^{-1} . Esta absorción está cuantificada, pero los espectros vibratorios aparecen en bandas más que en líneas porque cualquier cambio simple en la energía vibratoria va siempre acompañado por una serie de cambios en la energía de rotación. Es en estas bandas de rotación-vibración, particularmente en la zona de 4.000 a 400 cm^{-1} , donde se centran las medidas con IR.

Algunas aplicaciones se desarrollan en la zona del cercano infrarrojo (NIR): 14.290 a 4000 cm^{-1} o en el lejano infrarrojo: 700 a 200 cm^{-1} tal como se mostró anteriormente en la figura N° 2.3.

La mayoría de las moléculas que no absorben la energía infrarroja caen en uno de los siguientes grupos:

- ✚ Gases monoatómicos tales como el helio, argón o vapor de mercurio. Estos gases no tienen enlaces moleculares y por lo tanto no pueden absorber energía IR.
- ✚ Gases diatómicos tales como el nitrógeno, oxígeno, hidrógeno o cloro. Estos gases están formados por moléculas equilibradas y la vibración no cambia su centro electrónico de gravedad por lo que, la radiación IR no les afecta.

La radiación infrarroja actúa sobre las moléculas no-simétricas excitando las vibraciones y rotaciones moleculares. El campo eléctrico oscilante de la onda IR activa al dipolo eléctrico de la molécula, y cuando la frecuencia de la radiación IR coincide con la frecuencia natural de la molécula la energía produce movimientos de vibración (alargamiento-estrechamiento) y giros de esta, absorbiéndose en estos movimientos parte de la radiación recibida.

La gama o marco de las longitudes de onda o frecuencias absorbidas identifican las moléculas de un componente en una muestra. La amplitud de la absorción a una determinada frecuencia es una medida de la concentración de ese componente.

Algunos grupos de átomos particulares tienden a absorber a la misma frecuencia con muy poca influencia del resto de la molécula. Estas frecuencias de grupo son muy útiles para identificar moléculas en un espectro IR. Por otro lado, moléculas similares, tales como series de hidrocarburos homólogos, tienen espectros IR muy similares. El análisis cualitativo por IR es, por lo tanto, mucho más efectivo y resolutivo cuando las moléculas de una muestra tienen grupos atómicos significativamente distintos.

La parte del espectro que ofrece la mejor discriminación entre moléculas está entre 7 y 15 micrones, la llamada región huella.

Análisis cuantitativo: el punto de arranque para el análisis cuantitativo es la ley de Beer-Lambert, la cual relaciona la cantidad de luz absorbida con la concentración de la muestra y la longitud de la celda de medida o espesor de la muestra:

$$A = \alpha c \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 2.3})$$

Donde:

✚ A = Absorbancia

✚ α = Coeficiente de absorción del componente de interés a la longitud de onda del

análisis. Sus unidades dependen de las seleccionadas para b y c.

✚ l = Longitud de la celda de medida (espesor de la muestra).

✚ c = Concentración del componente analizado.

De donde se desprende que la concentración es directamente proporcional a la longitud de la celda de medida y la absorbancia a una longitud de onda dada a una determinada presión y temperatura.

Considerando que la longitud de onda de la celda de medida y las condiciones del análisis son constantes, queda que la concentración es directamente proporcional a la absorbancia.

Características de absorción: la absorción de energía a una longitud de onda determinada por una molécula es instantánea y provoca vibraciones en los enlaces entre los átomos de la molécula.

Algunas moléculas simples, como el monóxido de carbono, vibran de una forma simple. Los átomos de carbono y oxígeno oscilan atrás y adelante según los enlaces se alargan o encogen.

Esto crea una absorción simple que se refleja en el espectro del CO. Es decir, una sola zona en el espectro identifica al CO.

2.5 Principios de operación de los IR de proceso

Los analizadores IR se están usando extensivamente en la industria desde hace más de 40 años, por lo que se ha ganado una amplia experiencia con ellos. El tipo más comúnmente usado, el infrarrojo no dispersivo NDIR (non-dispersive infrared) realmente no tiene parecido con ningún aparato de laboratorio y se usa básicamente para el análisis de un solo componente en una muestra gaseosa.

Consecuentemente, hoy día hay una variedad enorme de analizadores IR de proceso en aplicaciones de la industria, que usan varias configuraciones en su diseño y se clasifican en dos grandes grupos: NDIR (infrarrojo no dispersivo) y Fotómetros de filtro (IR dispersivo), ver la figura N° 2.4.

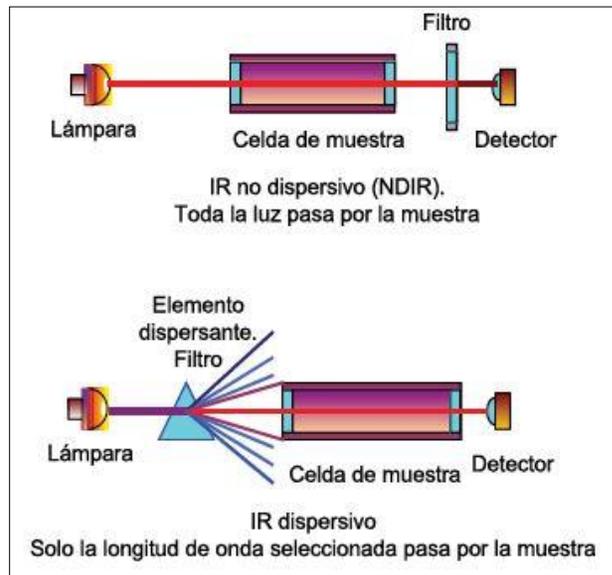


Figura N° 2.4: Diferencia entre NDIR e IR.

Fuente: ABB (2017)

Analizadores NDIR: en este tipo de analizadores, toda la radiación-toda la luz, pasa por la cámara de medida y generalmente es filtrada antes de llegar al detector, como se logra observar en la figura N° 2.4.

Se clasifican en:

- ✚ NDIR tipo Luft.
- ✚ NDIR de haz simple.
- ✚ NDIR multicomponentes.

2.6 Componentes y materiales de un analizador

A continuación, se mencionan los principales componentes y materiales que conforman un analizador de gases de proceso del tipo infrarrojo.

- ✚ Fuentes.
- ✚ Celdas.
- ✚ Lentes.
- ✚ Filtros.
- ✚ Filtros de calibración automática.
- ✚ Detectores.
- ✚ Detectores fotoconductores.
- ✚ Detectores piroeléctricos.
- ✚ Compensadores P y T.
- ✚ Medidas diferenciales.
- ✚ Purga de ópticas.

En la figura N° 2.5, se logra observar el diagrama óptico de un analizador IR, donde se logra visualizar los componentes principales de estos equipos, que son necesarios para realizar la medición por el principio de absorción de energía por infrarrojo.

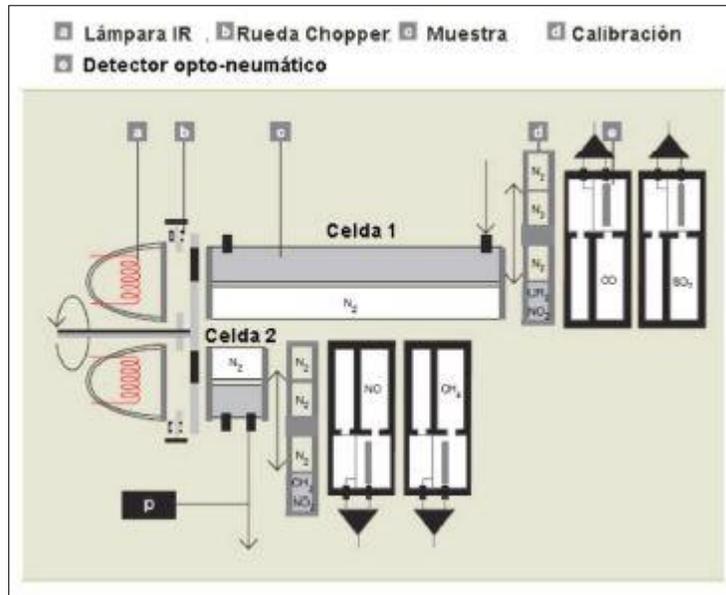


Figura N° 2.5: Sistema óptico analizador NDIR URAS 26(ABB).

Fuente: ABB (2017)

2.7 Calidad de aire - emisiones - inmisiones

La protección del medio ambiente ha llevado a las distintas administraciones a tomar acciones y legislar normas orientadas a mantener y mejorar la calidad de este. Como parte de esta protección se han dictado leyes que limitan las emisiones de gases o partículas contaminantes a la atmosfera y, por otro lado, las concentraciones de algunos compuestos nocivos en el aire ambiente.

La industria ha desarrollado una serie de analizadores de uso en esta clase de aplicaciones, algunos de ellos específicos, otros de uso general y que sirven para este servicio. En ambos casos deben cumplir unas exigentes normas de garantía de calidad.

Emisiones: para garantizar las cantidades máximas de contaminantes que se vierten, se exigen a la industria que mida las concentraciones de ciertos compuestos en los gases de combustión de calderas y generadores y, muy especialmente, en los humos de incineradoras, tanto industriales como municipales.

Inmisiones: la legislación también determina la concentración máxima de ciertos compuestos nocivos en el aire ambiente y que deben ser medidos de forma puntual o continua. Estos analizadores podrían ser del mismo tipo que los de control de emisiones, con la única diferencia de sus rangos de medida, que deben ser muy bajos.

Este hecho ha llevado al desarrollo de algunas técnicas analíticas distintas a las usadas en CEMS. Por ejemplo, el análisis de SO₂ en emisiones se puede realizar con técnicas espectrofotométricas en la región UV, mientras que en inmisiones se debe utilizar la fluorescencia UV pulsante. El NO, en emisiones puede ser analizado también por NDIR, mientras que en inmisiones se deben utilizar analizadores basados en quimioluminiscencia.

2.8 Transmisores electrónicos

Este tipo de transmisores se fundamentan en detectores de inductancia, o utilizando transformadores diferenciales o circuitos de puente de Wheatstone, o colocando una barra de equilibrio de fuerzas donde convierten la señal de la variable a una señal electrónica de 4-20 mA c.c. Su exactitud es alrededor de $\pm 0,5\%$. Ver la figura N° 2.6.

Este tipo de transmisores ha ganado mucho terreno en el campo industrial en el último tiempo, logrando posicionarse como el tipo de instrumento preferido para ser integrado en los proyectos de automatización para el control de las variables de los diferentes tipos de procesos.

El transmisor electrónico es alimentado con un circuito de dos hilos mediante una fuente de 24 V c.c. El receptor debe estar provisto de una resistencia de precisión 250 ohm conectada en los bornes de entrada. Así, si la señal de salida del transmisor cambia de 4 mA c.c. a 20 mA c.c., se obtendrán los siguientes voltajes en los bornes de entrada al receptor:

$$\color{red}{\oplus} 250 \text{ ohmios} \times 4 \text{ mA c.c.} = 1.000 \text{ mV} = 1 \text{ V}$$

$$250 \text{ ohmios} \times 20 \text{ mA c.c.} = 5.000 \text{ mV} = 5 \text{ V}$$

En otras palabras, de 1 V c.c. a 5 V c.c. y no se pierde tensión en la línea ya que la resistencia de precisión de 250 ohm está conectada justo a la entrada del receptor.

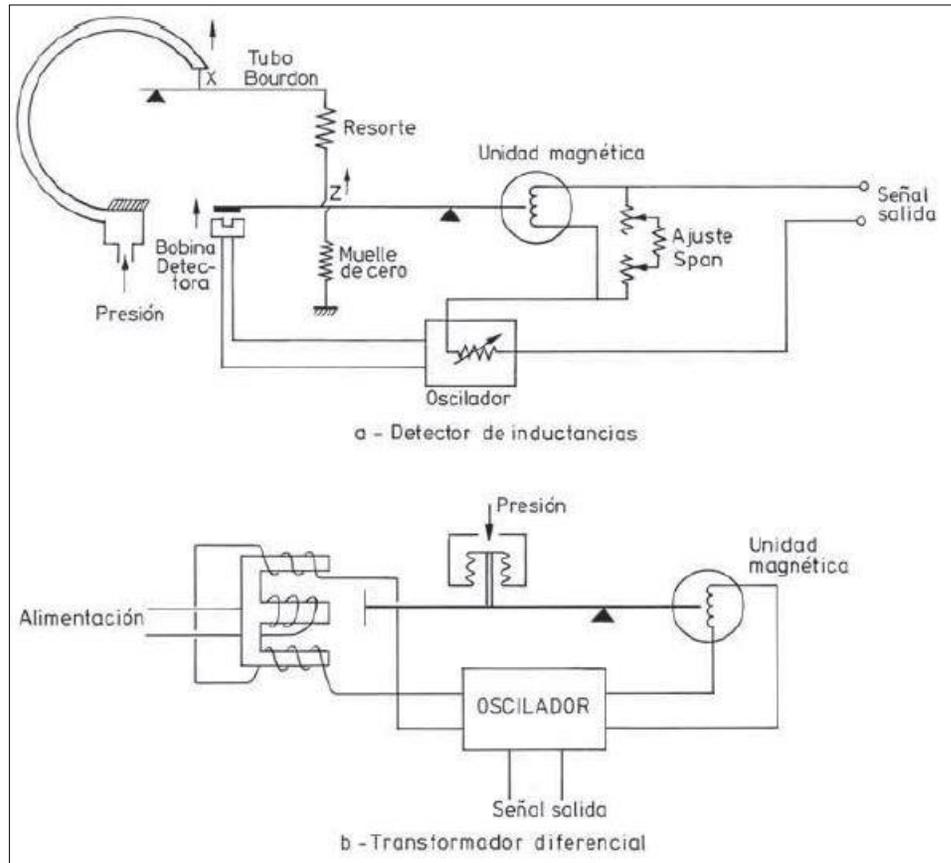


Figura N° 2.6: Principio de funcionamiento de los transmisores electrónicos.

Fuente: Creus (2010)

2.9 Índices operacionales

Disponibilidad, Costo Marginal y Derrateo son los índices más relevantes.

Costo Marginal: Referente al mercado eléctrico, el costo marginal es el precio que utilizar en la valorización de transferencias de energía entre empresas generadoras. Su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt por hora (US\$/MWh).

Derrateo: (Bajar carga de operación): Consiste en llevar la unidad generadora a la mitad de su carga de operación nominal.

Perdidas por Derrateo: Consecuencia económica que afecta negativamente al negocio debido a energía no vendida.

Costo Operacional: Los costos de operación son los gastos que están relacionados con la operación de un negocio, o para el funcionamiento de un dispositivo, componente, equipo o instalación. Ellos son el costo de los recursos utilizados por una organización sólo para mantener su existencia.

Disponibilidad: Es la fracción del total de horas hábiles, expresada en porcentaje, en la cual el equipo se encuentra en condiciones físicas de cumplir su objetivo de diseño.

$$DF = \frac{(HOP+HRE) \times 100}{HH} \% \quad (\text{Ec. N}^\circ 2.4)$$

Este indicador es directamente proporcional a la calidad del equipo y a la eficiencia de su mantención y/o reparación, e inversamente proporcional a su antigüedad y a las condiciones adversas existentes en su operación y/o manejo.

2.10 Confiabilidad

Confiabilidad es la probabilidad de que un equipo o sistema cumpla su función adecuadamente para un período de tiempo específico cuando opera bajo las condiciones de diseño.

La Ingeniería de la Confiabilidad se enfoca en alcanzar los siguientes objetivos:

- ✚ Aplicar los conocimientos de ingeniería para prevenir o reducir la frecuencia de las fallas.
- ✚ Identificar y corregir las causas de las fallas catastróficas o repetitivas.
- ✚ Definir métodos para aminorar las fallas si no se han identificado y corregido sus causas.
- ✚ Aplicar técnicas para estimar la confiabilidad en nuevos diseños.

Mantenimiento: se define, según la European Federation of National Maintenance Societies, como todas las acciones que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida.

Tipos de mantenimiento: ya que el mantenimiento se define como el conjunto de actividades para que el equipo funcione para cumplir su propósito de fabricación, se pueden tener diferentes instancias de mantenimiento.

Mantenimiento a la falla: para todos los equipos e instalaciones. Las actividades de mantenimiento que se agrupan bajo este concepto son aquellas intervenciones producidas de manera inesperada que implican la detención inmediata del equipo.

Sus principales desventajas son:

- ✚ La extensión de la falla de un componente al sistema
- ✚ Instancia en que ocurre la falla, falta de personal y/o repuestos necesarios.
- ✚ La detención afecta la productividad del sistema

Mantenimiento correctivo: contempla aquellos trabajos originados por anomalías que son detectados a causa de inspecciones y/o revisiones y que potencialmente pueden ser causantes de fallas o deterioros, además involucra aquellos trabajos que facilitan la ejecución de los mantenimientos preventivos y mejoran el rendimiento.

Mantenimiento preventivo: comprende aquellos trabajos rutinarios y repetitivos orientados a proteger los sistemas, componentes y partes mediante el uso de pautas recomendadas y a intervalos de ciclos, horas de operación, días o tonelajes definidos y programados por personal especialista. Puntualmente consiste en detener e inspeccionar, reemplazando algunos elementos del equipo o instalación a intervalos regulares de tiempo. Es una forma de adelantarse a la falla reparando el equipo antes que ocurra el desenlace.

Mantenimiento predictivo: Se encarga de verificar variables físicas y químicas tales como vibraciones, temperaturas, aceites, etc. con el fin de detectar y corregir, de forma temprana, problemas presentes en el equipo.

2.11 Términos económicos

Flujo de Caja: es la variación entre la entrada y salida de efectivo en un periodo determinado para una empresa. También se puede entender como la acumulación o ahorro de activos líquidos en un periodo de tiempo fijado, ya que refleja cuanto efectivo se conserva dentro de la empresa después de los gastos, intereses y pago al capital.

VAN (valor actual neto): es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en actualizar, mediante una tasa de descuento, todos los flujos de caja futuros. El VAN puede mostrar tres situaciones:

- ✚ VAN > 0: Es conveniente tomar la decisión de invertir en la alternativa de estudio, ya que genera ingresos.
- ✚ VAN = 0: Indica que no se logra una ventaja económica entre una u otra alternativa, es decir, no se generan ganancias o pérdidas.
- ✚ VAN < 0: No conviene invertir, pues las inversiones no se recuperarán y se genera pérdida.

TIR (tasa de interés de retorno): se entiende como la tasa de descuento en la que el proyecto tiene un VAN igual a cero. Se utiliza como indicador de rentabilidad, en donde a mayor valor de la TIR se tiene una mayor rentabilidad. Para determinar si el proyecto es aceptado o rechazado se compara con una tasa mínima o de corte, la cual representa el costo de oportunidad de la inversión.

CAPÍTULO III

SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES (CEMS)

3.1 Introducción al monitoreo continuo de emisiones

Vivimos en una sociedad que cada vez está más preocupada por el medio ambiente y esto tiene una incidencia en las normas ambientales que afectan a las actividades industriales. Por el grado de desarrollo de las técnicas de medición, en cuanto a su disponibilidad, por ejemplo, las exigencias de monitorización en continuo de emisiones contaminantes se han incrementado también con carácter general.

Las mediciones deben ser llevadas a cabo según unos protocolos concretos, ajustados a las normas ambientales vigentes. Dichas exigencias pueden tener variantes según el sector que se considere y, por supuesto, según el país en el que se implemente.

Nos centraremos en el control en continuo de emisiones contaminantes con sistemas de medición automáticos, denominados SAM (Sistemas Automáticos de Medida) o CEMS, conforme a sus siglas en inglés Continuous Emission Monitoring Systems (Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones).

3.2 Externalidad Económica

El desarrollo de un bien o servicio de alguna u otra manera impacta a otros agentes de diversos mercados y que no necesariamente se refleja en las transacciones de este. Para el caso de una central eléctrica que genera electricidad mediante la combustión de combustible fósil (carbón), genera un valioso beneficio para el país que es la electricidad la cual se transa en el mercado eléctrico. Pero, esa misma generación de la central termoeléctrica a carbón también produce emisiones contaminantes globales y locales, provocando un daño a la misma sociedad.

Este tipo de situaciones provoca el concepto conocido en economía como “externalidades” y nos permite ver como los mercados poseen inconvenientes que requieren regulaciones, intervención de organismos externos al propio mercado u otro tipo de medidas.

Existe una externalidad cuando algún agente económico del mercado (familias, empresas y sector público) realiza actuaciones que afectan directamente las actuaciones de otro agente económico, de manera que no serían plasmadas en las transacciones de mercado si este no fuese regulado. En otras palabras, son externalidades aquellas actividades que afectan a otros sin que estos paguen por ellas o sean compensados.

Cabe destacar que las externalidades pueden ser positivas o negativas dependiendo si afectan favorable o desfavorablemente a los otros agentes del mercado.

El problema principal de las externalidades negativas es que el perjuicio que provocan los efectos desfavorables sobre la sociedad, no se ve reflejado en el precio del trato del bien o servicio si no se regula el mercado. Para lograr que los costos sociales asociados a la externalidad negativa sean incorporados en la toma de decisión de los agentes privados, existen las normas, multas, impuestos y los derechos transables entre otros.

3.3 Normas y multas

Una forma simple de asumir la externalidad es aplicando ciertas normas y multas donde se logre establecer un cierto nivel permitido de externalidad (por ejemplo, un cierto nivel de emisiones) y aplicar multas en caso de sobrepasar dicho nivel.

Las normas presentan algunas ventajas y desventajas, tanto a nivel social como industrial, condiciones que pueden ir cambiando con el transcurso del tiempo dependiendo de la evolución y desarrollo de un país.

En la Tabla N° 3.1, se resumen algunas ventajas y desventajas de las normas.

Tabla N° 3.1: Algunas ventajas y desventajas de las normas.

Ventajas	Desventajas
Simple de entender por todas las personas.	Costos elevados para ejecutar fiscalizaciones efectivas del cumplimiento.
Afectan la moral de las personas cuando están infringiendo una norma aceptada por la sociedad (efecto moralizador).	Dificultad para determinar el valor permitido y la complejidad que resulta querer modificarlo en el tiempo.
Ayudan a disminuir la contaminación, por ejemplo.	Generalmente se establecen mediante procesos legales, lo que dificulta que se cambien con frecuencia.

3.4 Los impuestos (y los subsidios)

Generalmente, en la medida de lo posible se debe tratar de evitar poner un impuesto al bien o servicio generado (que normalmente trae varios beneficios a la sociedad). Como por ejemplo en el caso de una central termoeléctrica a carbón, se debe evitar agregar un impuesto a la energía eléctrica generada por esta empresa y se debería pretender poner un impuesto a las emisiones contaminantes que se producen al generar energía eléctrica con una central térmica a carbón. De esta forma se motiva a que las centrales que producen más emisiones contaminantes deban pagar más impuestos y, por lo tanto, tengan más incentivo a realizar acciones para disminuir las emisiones.

Por otro lado, si se considera que un bien o servicio generado, produce una serie de efectos positivos en la sociedad (como por ejemplo la energía solar fotovoltaica), entonces se puede entregar un subsidio a la generación eléctrica fotovoltaica de modo de fomentar su masificación.

3.5 Normas ambientales asociadas al monitoreo de emisiones

Cuando se desarrollan labores de monitoreo ambiental se deben conocer diferentes elementos, tales como las técnicas de medición, los procedimientos de toma de muestra y ensayo, el equipamiento, etc. Además, se deben seguir las pautas establecidas en una serie de normas ambientales que estandarizan la mayor parte de los procesos que se desarrollan. Estas normas ambientales divididas en dos grandes bloques (normas EPA de Estados Unidos, o normas EN de la Unión Europea) establecen igualmente aspectos relativos al monitoreo continuo, que luego son particularizados en cada país y ambas van a influir decisivamente en el diseño de los sistemas de medición, así como en el proceso posterior para su certificación.

3.5.1 Normas ambientales en Europa (EN)

La Normativa europea (EN) (normas como EN 14181, EN 13284-2, EN 14884, entre otras) establece una serie de niveles de garantía y ensayos de seguimiento para asegurar que los sistemas cumplen con la incertidumbre máxima de medición establecida en la normativa y que se mantiene bajo control durante todo el periodo de medición.

Esta normativa establece igualmente otra serie de provisiones, dando especial relevancia a la disposición de un certificado denominado NGC1 (o QAL1 por sus siglas en inglés: Quality Assurance Level 1). Este certificado es obtenido por el fabricante dentro de un proceso para demostrar que su equipo es válido para evaluar la conformidad de los niveles de emisión, al cumplir con la incertidumbre requerida por una normativa particular y otros criterios de ensayo.

Este certificado supone una diferencia apreciable de las normas ambientales EN respecto de las normas EPA. Mientras que en las normas EN se solicita este certificado sobre el equipo de análisis para demostrar previamente su validez, en las normas EPA, se establece un procedimiento más práctico para demostrar la validez del conjunto, no requiriendo dicho certificado.

3.5.2 De forma general

Nivel de Garantía de Calidad 1, NGC1: el fabricante de equipos debe obtener este certificado para demostrar que sus sistemas son válidos y su incertidumbre es conforme a la exigida reglamentariamente.

Nivel de Garantía de Calidad 2, NGC2: este procedimiento se aplica tras la instalación de los sistemas, de manera periódica, o tras un cambio importante en el sistema de medición. Tras la verificación de características funcionales, se realizan medidas comparativas con un método de referencia aplicado por un Laboratorio de Ensayos denominado como “ETFA (Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental)” cuya acreditación se proporciona por parte de la SMA (Superintendencia de Medio Ambiente), para determinar la función de calibración, analizar variabilidad de valores medidos, y determinar finalmente si el sistema de medida es adecuado para la evaluación de valores límite.

Nivel de Garantía de Calidad 3, NGC3: seguimiento por parte del titular de la planta, con objetivo de controlar en continuo la precisión y deriva del sistema de medición, empleando materiales de referencia y gráficos de control para ello.

Ensayo Anual de Seguimiento, EAS: mediante medidas comparativas con un método de referencia aplicado por un Laboratorio de Ensayos, se aplica para evaluar que los valores medidos por el sistema mantienen el grado de error requerido.

3.5.3 Normas ambientales en Estados Unidos (US-EPA)

La EPA, acorde a sus siglas en inglés (Environmental Protection Agency), Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, se cataloga como una agencia reguladora porque el Congreso de Estados Unidos, los autoriza a escribir normas y reglamentos que explican los detalles técnicos, operacionales y legales necesarios para implementar las leyes.

Los aspectos relativos al monitoreo continuo de emisiones desde el punto de vista de la EPA, quedan recogidos en el Título 40 del código de Reglamentos Federales (40 CFR Parte 75), el cual considera una serie de requisitos para los sistemas CEMS. Estos requisitos están relacionados con la forma de monitoreo, captura y registro de datos, así como con el reporte.

De este modo, establece requerimientos de operación de modo general para diversos parámetros (dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y material particulado), para pasar luego a definir una serie de características que se deben cumplir de forma particular para cada uno de dichos parámetros indicados.

En este caso partes de CFR40 no establece de forma general criterios de obtención de certificación previa del tipo NGC1 que dispone la normativa europea. Además, establece un esquema diferente al de la normativa europea:

- ✚ Validación de sistemas: previo a las medidas comparativas con un método de referencia aplicado por un Laboratorio de Ensayos, establece un periodo inicial amplio para la evaluación de desviación de las mediciones, y ciertas características funcionales del tipo: tiempo de respuesta, error de linealidad y exactitud relativa.
- ✚ Aseguramiento de calidad y control: exige la realización de ensayos diarios de error de calibración, junto con ensayos trimestrales de error de linealidad y anuales de exactitud relativa.
- ✚ Revalidación de sistemas: al realizar una nueva validación tras el reemplazo de un analizador o reemplazo completo del CEMS o, en resumen, realización de cualquier modificación o cambio que pueda afectar la capacidad del sistema para medir las emisiones.

Respecto a las exigencias de implementación de un SAM/ CEMS, generalmente vienen establecidas en la normativa vigente de cada país, y en las autorizaciones ambientales, resoluciones de calificación, o permisos ambientales para cada instalación.

Se establece en esas exigencias los requisitos que deben cumplir los sistemas de medición, junto con la aplicación de las normas necesarias para alcanzar su certificación y mantener el control de calidad en la medición.

Por otro lado, se encuentran también en estas normas ambientales, los procedimientos y requerimientos para la operación y mantenimiento de los sistemas de monitoreo. Respecto al punto importante de la operación, cabe destacar las partes relativas a la certificación inicial y los procedimientos de recertificación de los sistemas, por ser aquellos que darán validez al CEMS instalado, así como a los relativos al control y aseguramiento de la calidad para mantener el sistema dentro de control en su operación continuada.

En los sistemas de monitoreo se busca una operación continuada del 100%, aunque no se logre evitar en algunos casos que los CEMS dejen de operar y sufran una pérdida de datos, que suele estar limitada por la reglamentación específica estableciendo un número máximo de horas sin información. En estos casos de pérdida de información, también en este apéndice de la EPA podemos encontrar procedimientos de sustitución de datos a aplicar en cada caso.

Generalmente, los sistemas CEMS se utilizan para evaluar el cumplimiento de los valores límite de emisión, con lo que el reporte de información cobra especial relevancia. Se debe disponer por tanto de un sistema de adquisición y tratamiento de datos diseñado para el cumplimiento de los criterios que se establecen en las normas ambientales, y además suficientemente flexible como para poder incorporar las modificaciones necesarias que la evolución natural de la normativa ambiental vaya introduciendo.

En otros casos, en los que no hay requisitos particulares aplicables para la monitorización en continuo, el titular puede determinar si instala y certifica un sistema de medición con carácter voluntario para, por ejemplo, disponer de un apoyo para la operación del proceso en base al conocimiento de las emisiones.

3.6 Equipamiento del CEMS

En términos generales, podemos dividir el CEMS en cuatro grandes bloques:

- ✚ Equipos principales para la medición del parámetro Gases, Velocidad de las emisiones (Flujo) y Material Particulado y sistemas auxiliares de medición: Son los que definen propiamente el CEMS y, correctamente integrados, lo conformarán. Existen en el mercado multitud de sistemas de medida y elementos auxiliares, con lo que cobra especial importancia su correcta selección para obtener un sistema que cumpla las exigencias, y además sea suficientemente robusto, para minimizar intervenciones posteriores.
- ✚ Alojamiento de equipos y sistemas auxiliares: Cabe distinguir entre el uso de caseta o armario según sea el caso, en las que se integrarán sensores ambientales y otros como detectores de humos, las balizas acústicas o lumínicas, etc. Hay que destacar que, en ciertos casos, la normativa exige la instalación de caseta de medición para alojar los componentes del CEMS, en lugar de cabina.
- ✚ Sistema de adquisición de datos y automatización: En función de los requerimientos, se podrá implementar un sistema simple de adquisición de datos, o bien otro más complejo que realice el tratamiento de la información e integre los sistemas de alarma de los componentes del CEMS, facilitando así las tareas de mantenimiento a la vez que mantiene una supervisión continua sobre su funcionamiento.

3.7 Mantenimiento y control del CEMS

En ambas normativas, el proceso que sigue tras la instalación inicial de un CEMS es el de certificación por una tercera parte. Es en este punto donde toma importancia la labor de los laboratorios de ensayo (ETFA).

El personal del laboratorio de ensayos debe realizar una serie de comprobaciones sobre la instalación de los equipos, revisión de características funcionales de los sistemas, y medidas paralelas con un método de referencia, para comparar resultados respecto a las mediciones del CEMS.

En este sentido, es importante seleccionar un buen laboratorio de ensayos y asegurar que sigue los procedimientos establecidos relativos a las normas ambientales, dado que la certificación es necesaria para dar validez a las mediciones de nuestro CEMS.

Realizada la certificación, debe darse continuidad a la operación de los sistemas, aplicando los procesos para aseguramiento de la calidad en curso, que serán los que nos permitan mantener el CEMS proporcionando mediciones y manteniéndolo bajo control de forma continuada.

3.8 Norma Chilena de emisiones contaminantes para centrales termoeléctricas

Generación termoeléctrica

Como se detalla anteriormente en el capítulo II, una central termoeléctrica es una instalación de una o más unidades generadoras de electricidad, mediante un proceso térmico donde se utiliza combustible fósil.

Según información del Sistema Eléctrico Nacional, en el año 2022 la generación de energía eléctrica proveniente de termoeléctricas fue de un 53,5 % con una potencia instalada de 12.935 MW de las cuales un 62 % corresponde a térmicas que usan gas natural o diésel y un 38 % a carbón o petcoke.

3.9 Emisiones contaminantes atmosféricas de las centrales termoeléctricas

Estas emisiones se relacionan principalmente con la combustión necesaria para la generación de energía eléctrica de la central térmica.

Las características de esta combustión dependen de la calidad y tipo de combustibles (carbón, petcoke, diésel, petróleo pesado y gas natural), la tecnología y eficiencia aplicada en dicha combustión (control de las variables operacionales en caldera, turbina, lecho fluidizado), la tecnología de los quemadores de combustible (low NO_x, tangencial, frontal), los buenos hábitos de la mantención y operación y los sistemas de control de emisiones.

3.10 Diseño de la norma

El diseño de una norma implica un estudio muy detallado de los impactos económicos, ambientales y de seguridad de abastecimiento que involucran distintos niveles de la norma.

En la Figura N° 3.1 se muestra el esquema de la metodología utilizada para determinar los niveles de la norma de emisiones para termoeléctricas, la cual fue desarrollada con la colaboración de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos US-EPA (en el marco del Tratado de Libre Comercio que ambos países suscribieron en 2003), y adaptada a los procedimientos de impacto propuestos por esta agencia.

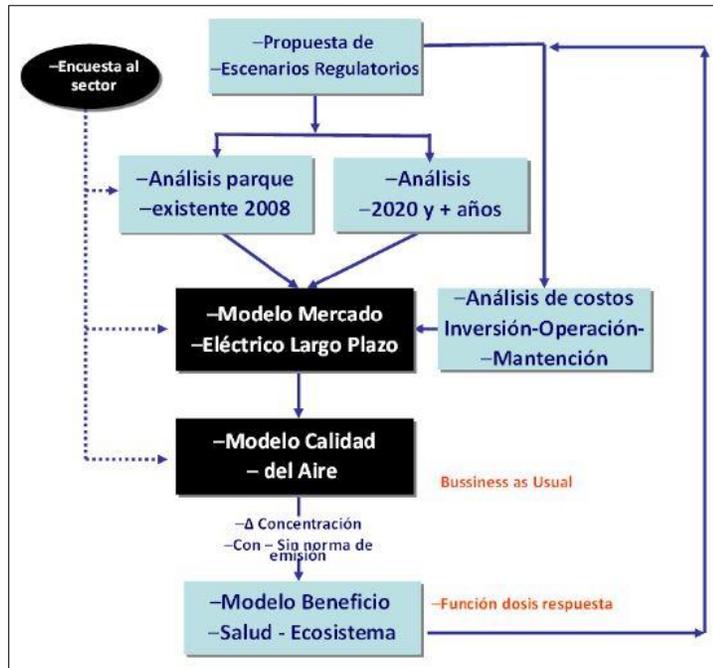


Figura N° 3.1: Metodología usada para determinar los niveles de la norma vigente.

Fuente: PUCCH (2021)

La metodología evalúa distintos escenarios regulatorios y estima el grado de cumplimiento actual de las empresas con la tecnología existente. Luego, para cada ámbito regulatorio, se analiza el desarrollo del cumplimiento de la norma en una perspectiva de 12 años.

Además, se hace un análisis completo de la factibilidad de medidas que debe aplicar cada empresa para cumplir con el escenario regulatorio considerado y se evalúan los costos asociados a dichas medidas.

Junto con esto, para cada escenario regulatorio, se modela el despacho económico del sistema eléctrico para los próximos 12 años, determinando, entre otras cosas, cuanto aumentará el costo marginal del sistema y la tarifa eléctrica residencial por efecto del nivel de la norma (escenario regulatorio) considerado.

Con la información del despacho económico del sistema eléctrico en cada escenario regulatorio, se evalúan las emisiones de cada central termoeléctrica a lo largo del país (para cada escenario).

Luego, con un modelo de la calidad atmosférica se estima el cambio en las concentraciones de los contaminantes en cada localidad por efecto del cambio en el despacho eléctrico (entre el escenario base y cada uno de los escenarios regulatorios analizados) y, luego, se estiman y valoran los beneficios en la salud humana de la mejora de la calidad del aire, en cada escenario regulatorio, usando un modelo conocido como modelo de función dosis-respuesta.

Este proceso entrega información relevante para evaluar nuevos escenarios regulatorios, haciendo el proceso iterativo hasta que se llega al escenario regulatorio que entrega los mayores beneficios a la sociedad y mejor se adecua a la realidad del sistema eléctrico.

Para la elaboración de una norma de emisión de contaminantes atmosféricos se debe considerar un año base que permita fijar el nivel de las emisiones sobre el cual se mide la reducción deseada. Después de establecer la línea base de emisiones, se realizan las evaluaciones de las distintas alternativas de normativa, desde el punto de vista económico (privado y social), de beneficios en salud humana, de otros beneficios, de los costos de implementación y del impacto sobre la seguridad del sistema eléctrico.

3.11 La norma chilena

El Ministerio del Medio Ambiente (MMA), a través del Diario Oficial de la República, publicó el 23 de junio de 2011 el Decreto Supremo N°13, que establece la norma de emisión para Centrales Termoeléctricas. Dicha norma, contempla regulaciones para la emisión de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg).

El artículo 8 de la norma establece que las fuentes emisoras nuevas y existentes deben instalar y certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) para MP, NO_x, SO₂ y otros parámetros de interés tales como Flujo, Humedad, CO₂ y O₂., de acuerdo con lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US - EPA).

Respecto a lo anterior, la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) emitió la Resolución N°1743 del 6 de diciembre de 2019, mediante la cual aprobó el Protocolo de Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas. Dicho documento establece los requerimientos de información necesarios para la formalización del proceso de validación y aseguramiento y control de la calidad del CEMS.

Además, la Resolución Exenta N°1743/2019 de la Superintendencia de Medio Ambiente, exige la validación y la aplicación de un plan de aseguramiento de calidad QA/QC a fuentes emisoras afectas a cualquier instrumento de carácter ambiental.

Para diseñar la norma chilena, fue considerado el año 2008 como base, para fijar el nivel de las emisiones sobre el cual se mide la reducción deseada. Según información de la Comisión Nacional de Energía (CNE), durante el año 2008, la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) fue suministrada en un 99 % de termoeléctricas, y en el Sistema Interconectado Central (SIC) provino en un 47,5 % de termoeléctricas.

Considerando el año 2008 como línea base, es posible calcular las emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel y vanadio, tal como se presenta en la tabla N° 3.2.

Tabla N° 3.2: Estimación de emisiones en el año base 2008.

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15.606
NOX	49.496
SO2	108.284
Hg	3,7
Ni	112
V	225

Fuente: PUCCH (2021)

Después de decretar la línea base de emisiones, se evaluaron las distintas alternativas de normativa, desde el punto de vista económico (privado y social), de beneficios en salud humana, de los costos de aplicación y del impacto sobre la seguridad del Sistema Eléctrico. Conforme a los resultados obtenidos, se establecieron niveles máximos de emisiones para Material Particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y mercurio (Hg). En la tabla N° 3.3, se presentan los límites máximos permitidos de emisión para las fuentes existentes, medidos en miligramos por metro cúbico en condiciones normales (mg/Nm³). Para las fuentes emisoras nuevas, los límites máximos de emisión permitidos se muestran en la tabla N° 3.4, medidos en mg/Nm³.

Tabla N° 3.3: Límites máximos de emisión para las fuentes emisoras existentes.

Combustible	Material Particulado	Dióxido de azufre	Óxidos de nitrógeno	Mercurio
Sólido	50	400	500	0,1
Líquido	30	30	200	No aplica
Gas	No aplica	No aplica	50	No aplica

Fuente: PUCCH (2021)

Tabla N° 3.4: Límites máximos de emisión para las fuentes emisoras nuevas.

Combustible	Material Particulado	Dióxido de Azufre	Óxidos de Nitrógeno	Mercurio
Sólido	30	200	200	0,1
Líquido	30	10	120	No aplica
Gas	No aplica	No aplica	50	No aplica

Fuente: PUCCH (2021)

Cabe destacar que se estableció una gradualidad en la aplicación de los límites de emisión para las termoeléctricas existentes (artículo N°5, D.S. N°13/2011 Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas).

Esta progresividad varía entre 2,6 años y cinco años. Este aplazamiento del cumplimiento de la normativa es considerado para permitir la instalación del sistema de control de emisiones necesario para cumplir con ésta.

Cuando entró en vigor la normativa, se estimó que esta norma de emisiones implantada en Chile produciría un beneficio económico neto superior a los dos mil millones de dólares en valor presente al año 2011.

También, cabe destacar, que se realizaron estudios anteriores a la publicación de la norma los cuales arrojaron que la tarifa eléctrica residencial no aumentaría más de un 8 % por efecto de la implementación de la norma. Al año 2021, estos resultados han sido correctos.

3.12 Disponibilidad de Datos de Emisiones

A continuación, en este capítulo, se describe la forma para reportar los datos de las emisiones y el cálculo de disponibilidad de estos.

3.12.1 Reporte de los datos de emisiones

El Decreto Supremo N°13, el cual establece la norma de emisión para Centrales Termoeléctricas, en su artículo 12° describe la forma en que las fuentes emisoras deben reportar los datos de las emisiones, tal como se logra mostrar en el extracto recogido de este decreto según la figura N° 3.2.

Artículo 12°. Los titulares de las fuentes emisoras presentarán a la Superintendencia un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente, durante un año calendario, el que considerará a lo menos la siguiente información:

a) Parámetros:

- Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en unidades: ppm, mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado, y en mg/MWh.
- Partículas: Concentración de promedios horarios expresado en unidades: mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado; y en mg/MWh.
- Oxígeno en % y humedad en % H₂O.
- Flujo de gases de salida en Nm³/h.
- Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
- Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y ton/MWh.

b) Horas de encendido, en régimen y detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.

c) Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.

d) Listado de las chimeneas y su localización en coordenadas UTM, datum WGS-84, huso 19 o 18, según corresponda, la altura y diámetro interno, velocidad y temperatura a la salida de los gases.

e) Reportar la composición química del carbón y/o petcoke utilizados, en cuanto al contenido de: azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

En el caso de monitoreo discreto para Mercurio (Hg), se deberá considerar a lo menos la siguiente información:

a) Informe del laboratorio con la medición y sus resultados.

b) Reportar sobre la composición química del carbón y/o petcoke utilizados, en cuanto a: Contenido de azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

Figura N° 3.2: Artículo 12° del D.S. N°13/2011 que establece la forma de reportar los datos de las emisiones.

Fuente: D.S. N°13/2011

3.12.2 Cálculo del porcentaje de disponibilidad de los datos de monitoreo

A su vez, respecto a los cálculos de disponibilidad de datos y de sustitución que aplican bajo la normativa del D.S. N°13, la SMA emitió en agosto del 2019 una Resolución Exenta 1209 donde se detalla en la página 10 el cálculo de la disponibilidad de los datos como se muestra en la figura N° 3.3.

F. Luego de completar 8760 horas de operación de la unidad a partir de su validación inicial, el titular debe, para los fines de aplicar los algoritmos de etapa estándar del punto 5.3.2 de este documento, usar la siguiente ecuación para calcular durante cada hora, el porcentaje de disponibilidad de datos de monitoreo.

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{\Sigma \text{ horas de operación de calidad asegurada en últimas 8760 horas}}{8760}$$

G. Para calcular el porcentaje de disponibilidad de datos de monitoreo usando las ecuaciones anteriores, el titular debe incluir todas las horas de operación de la unidad, y todas las horas de operación con monitoreo de calidad asegurada del monitor -validado por la SMA, así como las horas de operación con monitoreo de calidad asegurada de un CEMS de respaldo, redundante o no redundante, validado por la SMA, o las horas de operación con monitoreo por un método de referencia.

H. Para calcular el porcentaje de disponibilidad de datos de monitoreo usando la segunda ecuación, no pueden usarse horas que tengan más de 3 años calendario (26280 horas consecutivas) desde que se registraron.

Figura N° 3.3: Cálculo de disponibilidad de los datos de emisiones.

Fuente: Resolución Exenta 1209.

Según lo anterior, el cálculo de la disponibilidad de los datos se explica de la siguiente forma:

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{\Sigma \text{ horas de operación de calidad asegurada en últimas 8760 horas}}{8760} \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 3.1})$$

Donde:

- ✚ Calidad asegurada corresponde a la aprobación satisfactoria (parámetro Gases, Flujo y Material Particulado), del Plan de aseguramiento de la calidad de un CEMS (verificaciones diarias, ensayos trimestrales y ensayos de validación anual).

- ✚ Se debe considerar que las horas en que un parámetro del CEMS se encuentre en “falla” con mediciones no representativas o fuera de rango donde se generará el estatus “FT” que significa falla técnica, estas horas quedan fuera de la categoría de horas de operación de calidad asegurada.
- ✚ Además, las horas de detención del CEMS debido a labores de mantenimiento preventivo y/o correctivo no son consideradas en la sumatoria de horas de operación de calidad asegurada. Su estatus es “MT” mantenimiento normal.
- ✚ $8760=$ es el factor de horas de operación de la Unidad Generadora que equivale a un periodo como máximo de 12 meses.

Cabe destacar que cuando un parámetro del CEMS, ya sea Gases, Flujo o Material Particulado no logra aprobar los criterios del plan de Aseguramiento de la Calidad (verificaciones diarias, ensayos trimestrales y validaciones anuales), el dato minuto a minuto del CEMS pasa a estatus “Fuera de Control (FC)” hasta que se logre ejecutar y aprobar dicho ensayo o en su defecto realizar mediciones mediante un CEMS de respaldo o mediante un método de Referencia (mediciones isocinéticas por parte de un laboratorio ETFA).

Los promedios horarios FC y MT deben ser sustituidos utilizando los criterios establecidos en la Resolución Exenta 1209 para la reportabilidad de los datos. Por ningún motivo estos promedios deben informarse como dato en blanco.

También es importante reiterar que los datos horarios “FC” y “MT” son factores que influyen de forma negativa en el porcentaje de disponibilidad de los datos de monitoreo de las emisiones.

Lo relevante para la Superintendencia de Medio Ambiente es que esta Disponibilidad para cada uno de los parámetros del CEMS no debe ser inferior al 90 %.

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE MONITOREO CONTÍNUO DE EMISIONES GUACOLDA 4

4.1 Complejo termoeléctrico Guacolda Energía

La Central Termoeléctrica Guacolda posee cinco unidades de generación eléctrica, Unidad 1&2, que utiliza chimenea común, Unidad 3, Unidad 4 y Unidad 5. Estas fuentes se encuentran ubicadas en la Región de Atacama, Chile, Comuna de Huasco.

En la tabla N° 4.1 se muestra la capacidad de generación de cada una de las unidades.

Tabla N° 4.1: Capacidad de generación de central Guacolda Energía.

Unidad	Generación nominal
U1	152 MW
U2	152 MW
U3	153,93 MW
U4	153,8 MW
U5	156,2 MW

El proceso de generación eléctrica de todas las unidades se puede describir conceptualmente en cuatro etapas, las cuales se explican a continuación:

- ✚ **Combustión:** el combustible a utilizar, carbón pulverizado o petróleo atomizado (este último solo para los periodos de puesta en servicio de cada unidad), es inyectado en la caldera a través de dispositivos denominados quemadores, en los cuales se mezcla con el aire (oxígeno y nitrógeno), produciendo gases de combustión, llama y calor. Estos gases circulan por la caldera transfiriendo su energía a un fluido térmico (agua y vapor) y son finalmente liberados a la atmósfera a través de la chimenea principal.

- ✚ **Conversión a Energía térmica:** utilizando el calor de los gases de la combustión, se genera vapor de agua sobrecalentado a través de un conjunto de intercambiadores de calor ubicados dentro de la caldera. La eficiencia de la caldera a carga normal permite producir 646,8 ton/h de vapor sobrecalentado.

- ✚ **Conversión de Energía térmica en mecánica:** el vapor sobrecalentado generado en la caldera se introduce en una turbina, donde se expande isoentrópicamente transfiriendo su energía térmica al eje de la turbina en rotación. El vapor, luego de entregar su energía, se condensa mediante enfriamiento con agua de mar, para retornar como agua, cerrando así el ciclo termodinámico.

- ✚ **Conversión de Energía mecánica en eléctrica:** El eje de la turbina de vapor está acoplado al rotor de un generador eléctrico, el cual contiene un campo magnético que gira, rodeado por un enrollado estático denominado estator. Como resultado de la inducción electromagnética, se produce la energía eléctrica en el estator del generador. El vapor generado es transportado a la turbina de vapor, el que produce el giro de ésta transformando la energía mecánica en energía eléctrica en el generador, la cual es enviada a la red de transporte y distribución eléctrica.

En la figura N° 4.1 se detalla el proceso del Ciclo Térmico correspondiente a la central termoeléctrica Guacolda, comenzando desde la captación de agua de mar la cual es utilizada para generar vapor de agua, componente fundamental para realizar el empuje de la turbina la cual posteriormente genera electricidad con el movimiento a altas revoluciones.

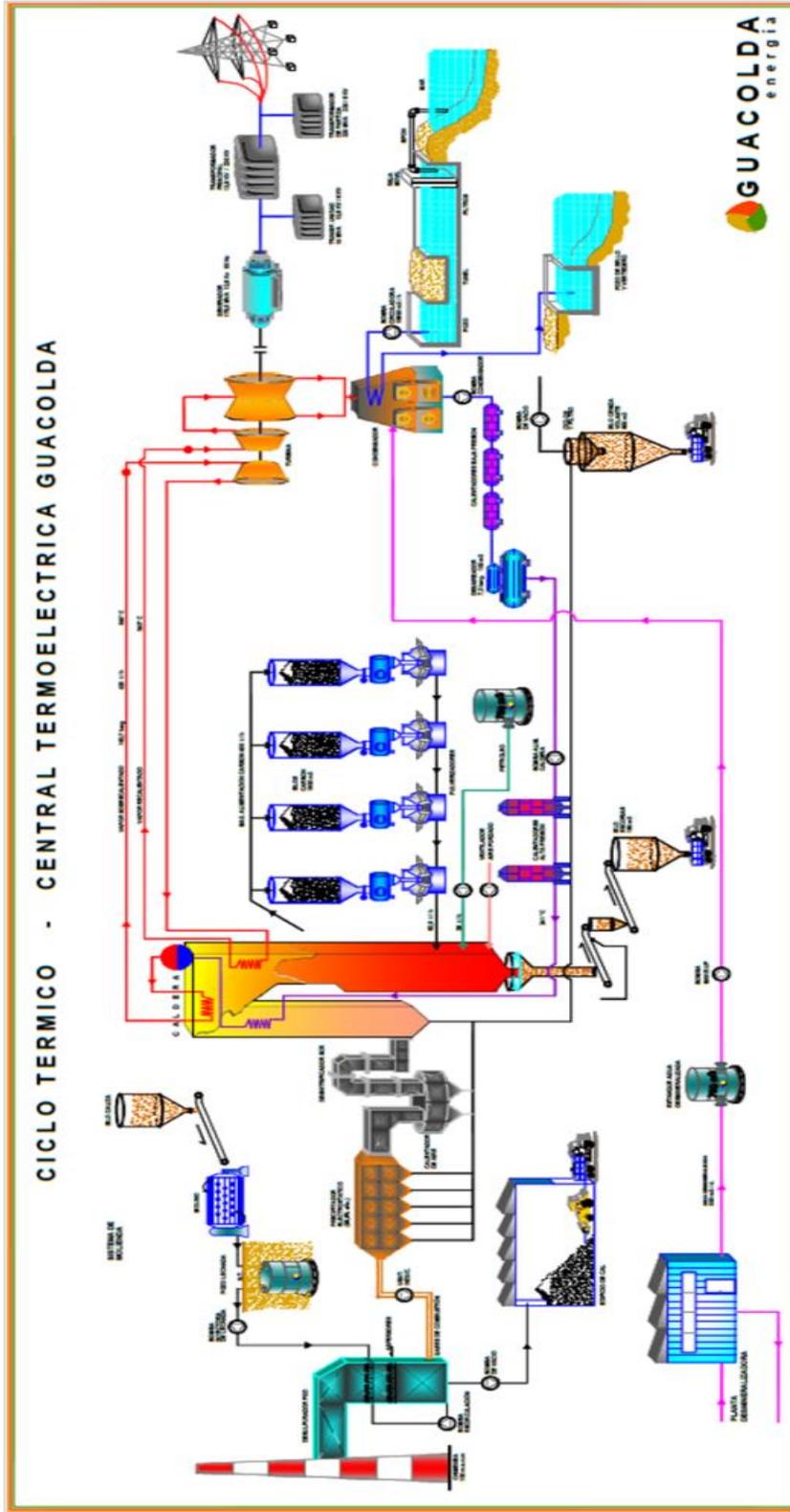


Figura N° 4.1: Ciclo Térmico Guacolda Energía.

Fuente: Centro Documental Guacolda Energía

4.2 Composición del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones CEMS

Guacolda 4

Según la normativa medioambiental vigente, en términos generales, se divide el CEMS en cuatro grandes bloques:

- ✚ Equipos principales para la medición del parámetro Gases.

- ✚ Velocidad de las emisiones (Flujo).

- ✚ Material Particulado (MP).

- ✚ Sistemas auxiliares de medición: son los que definen propiamente el CEMS y, correctamente integrados, lo conformarán.

En la figura N° 4.2 se presentan las características de la instalación in situ en chimenea de los equipos e instrumentos que componen el sistema CEMS de la Unidad 4 Guacolda.

Como todo sistema de control industrial, sus equipos presentan fallas las cuales comprometen de forma significativa la Disponibilidad y a su vez la Confiabilidad de los datos de emisiones de monitoreo, datos que son estrictamente fiscalizados por la SMA para de esta forma hacer cumplir la normativa medioambiental aplicada por el Ministerio de Medio Ambiente.

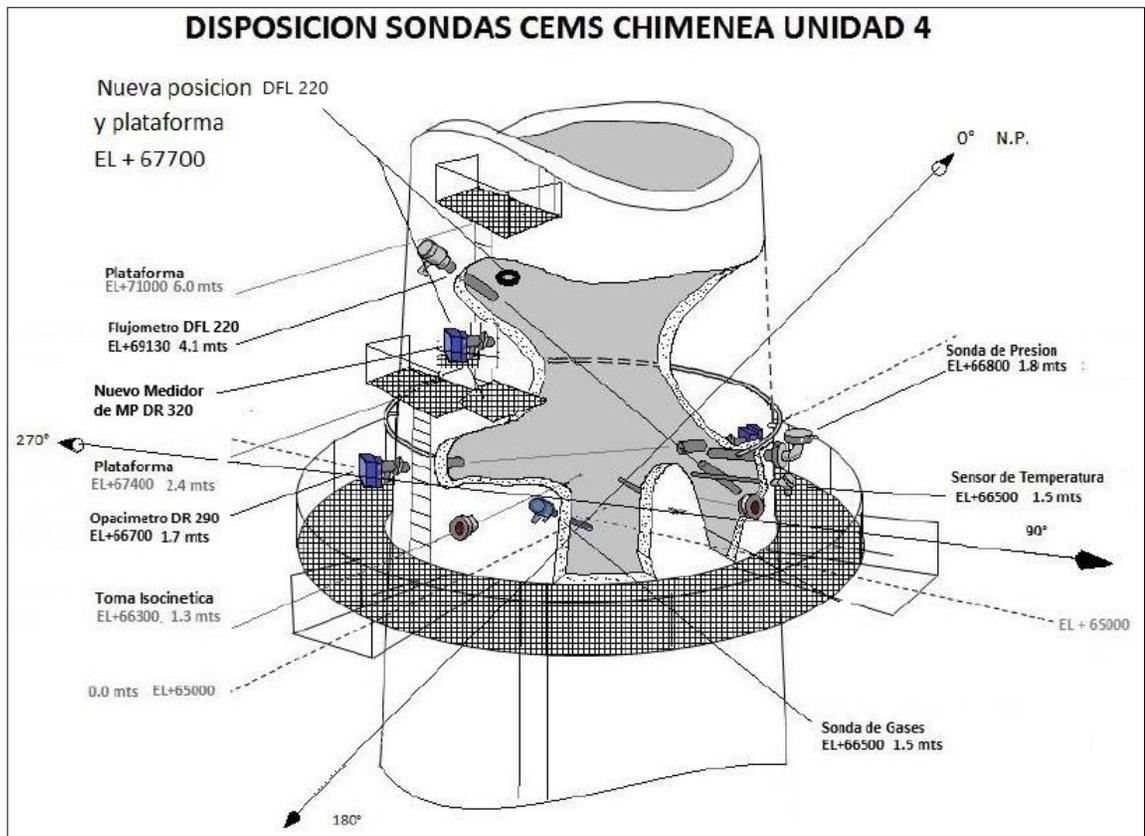


Figura N° 4.2: Ubicación de los equipos e instrumentos en chimenea del sistema CEMS Unidad 4 Guacolda

4.3 Problemática

El CEMS Gases de la unidad generadora Guacolda 4, en los últimos años está presentando un aumento de fallas las cuales demandan un tiempo de intervención significativo desde su análisis hasta la normalización.

Este problema se debe fundamentalmente porque para poder indagar las posibles causas de estas fallas donde la mayoría ocurren fuera del horario de trabajo, domingos y/o festivos, se debe acceder a los equipos en terreno, lo que conlleva una limitante al momento de querer ganar tiempo valioso para minimizar la detención del sistema.

Actualmente en nuestro sistema CEMS de Gases de la unidad 4 Guacolda, tenemos una alta cantidad de horas dedicadas al mantenimiento por fallas, las cuales muchas veces no han sido posible prevenir mediante el mantenimiento preventivo mayoritariamente porque las condiciones operacionales del proceso van cambiando constantemente dependiendo del tipo de combustible, eficiencia de los sistemas de abatimiento de emisiones, expertiz del operador de sala de control, entre otras.

4.4 CEMS de gases multiparamétrico Guacolda 4

El sistema CEMS de gases se compone de las siguientes etapas:

- ✚ Sistema de extracción de la muestra de gas (características técnicas en tabla N° 4.2).
- ✚ Sistema de transporte de la muestra de gas (características técnicas en tabla N° 4.3).
- ✚ Sistema de tratamiento de la muestra de gas (características técnicas en tabla N° 4.4).
- ✚ Sistema de análisis de la muestra de gas (características técnicas en tabla N° 4.5).

4.4.1 Extracción de muestra

La extracción de la muestra de gas del interior del conducto se realiza por medio de un tubo de acero inoxidable de longitud 2000 mm y diámetro 25 mm, instalado con un ángulo de aproximadamente 30° hacia el interior, al objeto de evitar condensaciones en el mismo en periodos de parada de los grupos (ver la figura N° 4.3).

Este tubo de succión se encuentra conectado a la unidad de filtrado, de forma que la muestra de gas extraída atraviesa un filtro cerámico con una porosidad de 2 μm reteniendo las partículas que contenga la misma. Este filtro se encuentra calefactado a una temperatura de 180 ± 30 °C, al objeto de evitar condensaciones en el mismo. La calefacción se realiza mediante resistencia alimentada a 220V desde la cabina en la que se ubican los analizadores y es regulada mediante termostato de forma interna por la unidad (ver figura N° 4.3).

4.4.2 Transporte de muestra

A la unidad de filtrado se conecta la línea de transporte de muestra, de 75 metros de longitud divididos en dos tramos, la cual conduce la muestra desde la plataforma de muestreo hasta el sistema de tratamiento de esta, el cual se encuentra en el interior de la cabina de analizadores. Para la conducción de la muestra se utiliza tubo de PTFE, de tamaño 4/6, el cual se encuentra calefactado a 180 °C, al objeto de evitar condensaciones en la línea de muestra.

La línea dispone de cuatro tubos adicionales de iguales características no calefactados que tienen distintas funciones. El primero de ellos se utiliza para la inyección de gas patrón o aire instrumento en el interior de la unidad de filtrado, para la verificación del ajuste del sistema completo y para el soplado de las partículas retenidas en el filtro. El segundo conduce el aire instrumento que sirve de referencia para el sensor de oxígeno húmedo (el cual actualmente se encuentra fuera de servicio porque se mide concentración de oxígeno mediante sensor de célula electroquímica instalado al interior del propio analizador, luego del enfriamiento y secado del gas). El tercero permite la inyección de gas patrón para la verificación de este último sensor y el cuarto queda como tubo de repuesto (ver figura N° 4.3).

La regulación de la temperatura de calefacción de la línea se realiza por medio de dos controladores externos, uno para cada tramo de línea, los cuales registran la temperatura medida por la PT100 incluido en el interior de cada tramo, y en función del valor medido alimenta la resistencia de calefacción a través de un relé de estado sólido.

Este controlador dispone de un punto de consigna (180 °C) y alarmas por alta y baja temperatura configuradas en 192 °C y -20 °C con respecto al offset. La alimentación del controlador de temperatura y el relé de estado sólido se realiza desde la cabina de análisis (ver figura N° 4.3).

Tabla N° 4.2: Características técnicas del sistema de extracción y transporte de la muestra.

SISTEMA DE EXTRACCIÓN Y TRANSPORTE DE LA MUESTRA		
Sonda de toma de muestra	Marca - Modelo	M&C - SP2000HC
	Longitud	2000 mm
	Material	Acero Inoxidable 1.4893 hasta 900 °C
Unidad de filtrado de muestra	Marca - Modelo	M&C - SP2000-H
	Filtro	Cerámico de porosidad 0,3µm
	Termorregulación	Autorregulada (800W)
	Tª termorregulación	180 ± 30 °C
	Alarmas	Temperatura calefacción fuera de rango
Línea de transporte de muestra de gas	Marca - Modelo	PSG - 50.03.05.00
	Longitud	Tramo 1: 40 metros Tramo 2: 35 metros
	Material	Tubo PTFE (1 x 6 x 1 mm calefactado mediante traceado eléctrico y aislado y 4 x 6 x1 sin calefactar).
	Termorregulación	Controladores externos
	Potencia de calefacción	60 W/m
	Tª termorregulación	180°C
	Alarmas	Temperatura calefacción fuera de rango
Controlador de temperatura de la línea de transporte de gas	Marca - Modelo	PSG - ST49
	N.º de fabricación	Tramo 1: 900302 006-130205-00751 Tramo 2: 900302 006-130205-00765
	Regulación	PID
	Señal de entrada	PT-100
	Rango termorregulación	180°C (Alarmas <60° y >195°C)
	Alarmas	Temperatura calefacción fuera de rango

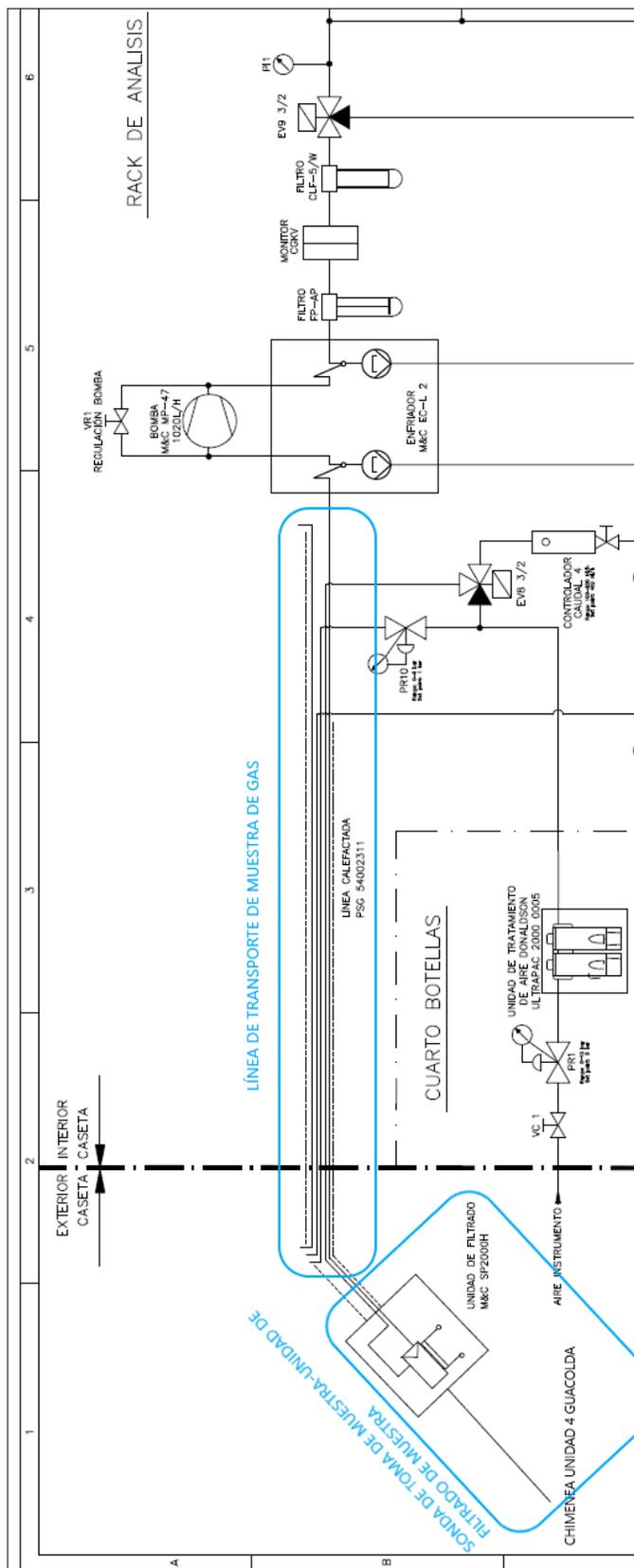


Figura N° 4.3: Diagrama de flujo sistema de extracción y transporte de la muestra del gas (CEMS gases U4

Fuente: Plano P-130053-U4-08 Diagrama de flujo CEMS gases Guacolda Energía.

4.4.3 Tratamiento de muestra

Una vez que la muestra es conducida hasta la cabina de análisis, se realiza un tratamiento de esta, al objeto de acondicionarla a los requisitos del analizador multiparamétrico (ver la figura N° 4.4).

La primera fase del tratamiento consiste en el enfriamiento de la muestra para realizar la extracción de la humedad contenida en la misma. Esto se realiza a través de dos cámaras que se encuentran a 3°C refrigeradas por un compresor, y retirando los condensados del fondo de la cámara por medio de sendas bombas peristálticas al exterior de la cabina.

Entre las dos cámaras de enfriamiento de muestra, se encuentra la bomba de aspiración de muestra, con una potencia de aspiración de 1020 l/h a presión ambiente. Para la regulación de esta potencia, la bomba de aspiración dispone de un sistema de recirculación controlado por una válvula de aguja (VR1), que permite el ajuste de los caudales a lo requerido para el análisis.

Tras la salida de la muestra de la segunda etapa de enfriamiento, se realiza una filtración de posibles gases ácidos (SO_3), que se puedan encontrar en la muestra, mediante un relleno de virutas cerámicas. Este relleno se incluye en un filtro (FP-AP) con un volumen de retención de 65 cm³, que hace que la muestra circule desde el fondo del contenedor a la parte superior atravesando el relleno cerámico.

Posteriormente se dispone de un monitor (CGKW) que, en caso de detección de condensados, detiene la aspiración de la muestra. Este monitor de condensados consiste en un filtro plano de fibra de vidrio de 55 mm de diámetro, que está en contacto con dos placas para la detección de conductividad en caso de presencia de condensados. El volumen de retención del contenedor de este filtro es de 15 cm³.

Tras el monitor de condensados, se encuentra instalado un filtro coalescente (CLF-5/W), con un volumen de retención de 70 cm³, para la retención de partículas y nieblas que puedan atravesar el monitor de condensados antes de que se produzca la detención de la aspiración. Dicho filtro coalescente posee en su parte inferior, una membrana hidrofóbica que retendría los condensados, evitando que continúen su trasiego por el sistema de análisis.

Después de la etapa de filtración de la muestra, existe una electroválvula (EV9), que conmuta entre la introducción de muestra o de gases patrones al analizador, para el ajuste de los sensores de este. Con el manómetro situado a posteriori (PI1), se controla la presión de muestra y sobre todo la presión de gas en la inyección de los materiales de referencia. Esta presión se debe encontrar entre 0,1-0,5 bar.

La muestra se divide a partir del control de su presión en tres vías distintas de ingreso al analizador multiparamétrico de gases marca ABB modelo AO2020 (con módulo de análisis URAS 26 NDIR), una para introducir parte de la muestra en los fotómetros de infrarrojos de SO₂ y CO/CO₂ y en el sensor de oxígeno, otra para introducirla en el convertidor de NO₂ a NO y de ahí al fotómetro de infrarrojos de NO y la última vía controla un exceso de gas de muestra que se lleva al exterior de la caseta, con la idea de reducir el tiempo de trasiego de la muestra desde su extracción hasta su análisis.

Las tres vías de gas de muestra disponen de un controlador de caudal para el ajuste de este a lo requerido para el análisis. De esta forma, las vías que van al analizador de gases disponen cada una de ellas de un controlador de caudal (CC1y CC2) con un rango de 10 a 80 l/h que deben estar ajustados a 50 l/h, y la vía de exceso de gas dispone de un controlador de caudal (CC3) con un rango de 20 a 190 l/h que debe estar ajustado a 100 l/h.

Todos los controladores de caudal disponen de un sistema de alarma de forma que, si el caudal que atraviesa cada uno de ellos queda por debajo del nivel de alarma, se remite una notificación de esta al PLC, pudiéndose observar en el sinóptico del sistema y registrándose en el DAHS (software de adquisición y manejo de datos), en el informe de alarmas. El dispositivo de alarma debe estar ajustado a 20 l/h para los CC1 y CC2 y a 80 l/h para el CC3.

La parte de muestra de gas que se introduce en el fotómetro infrarrojo de NO_x, atraviesa de forma previa un convertidor catalítico que convierte la concentración de NO₂ de la muestra en NO, ya que el analizador valora la concentración de los óxidos de nitrógeno como NO, aunque los expresa como NO₂. La conversión se realiza por medio de un catalizador compuesto por una masa de molibdeno y carbón calentada a 350 °C. Este convertidor dispone de una electroválvula que permite hacer un by-pass a la cámara de conversión, para que la fracción de NO₂, no sea convertida y el analizador solo valore la concentración específica de NO.

Todas las vías de muestra que llegan al analizador de gases atraviesan de forma previa una trampa de condensados como protección.

Tabla N° 4.3: Características técnicas del sistema de tratamiento de muestra.

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE MUESTRA		
Enfriador de gas	Marca	M&C
	Modelo	EC-L
	N.º de fabricación	13060060/2041543-5
	Temperatura de enfriador	3°C
	Caudal máximo aceptable	250 l/h en dos cámaras
	Material de intercambiador	Cámara de vidrio (2)
	Refrigerante	R134a
	Retirada de condensados	Bombas peristálticas (2) (300ml/h por bomba)
	Alarmas	Temperatura enfriamiento fuera de rango
	Marca	M&C

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE MUESTRA		
Bomba de trasiego de muestra de gas	Modelo	MP47-Z/R
	N.º de fabricación	6168636
	Caudal nominal	1020 l/h a presión atmosférica
	Regulación caudal	Recirculación mediante válvula de aguja.
Filtro absorción	Marca-modelo	M&C-FP-AP
	Material	Lecho de virutas de cerámica
Monitor de condensados	Marca-modelo	ABB-GCKW
	Caudal máximo	300 l/h
	Filtro	Plano de fibra de vidrio porosidad 1µm (Ø55mm)
	Alarmas	Detección de condensado
Filtro coalescente	Marca-modelo	M&C-CLF-5/W
	Material	PVDF
Rotámetros de control de muestra	Marca-modelo	ABB-A6
	Rango de caudal	Muestra (CC1 y CC2): 10-80l/h Exceso (CC3): 20-190l/h
	Set point	Muestra (CC1 y CC2): 50l/h con alarma a 20l/h Exceso (CC3): 100/h con alarma a 80l/h
	Alarmas	Bajo caudal
Convertidor catalítico NO ₂ /NO	Marca-modelo	M&C-CG-2-M
	N.º de fabricación	1874/2041543
	Catalizador	Carbón-Molibdeno
	Calentamiento	350°C
	Caudal máximo aceptable	150 l/h.
	By pass	Disponible, controlado mediante electroválvula

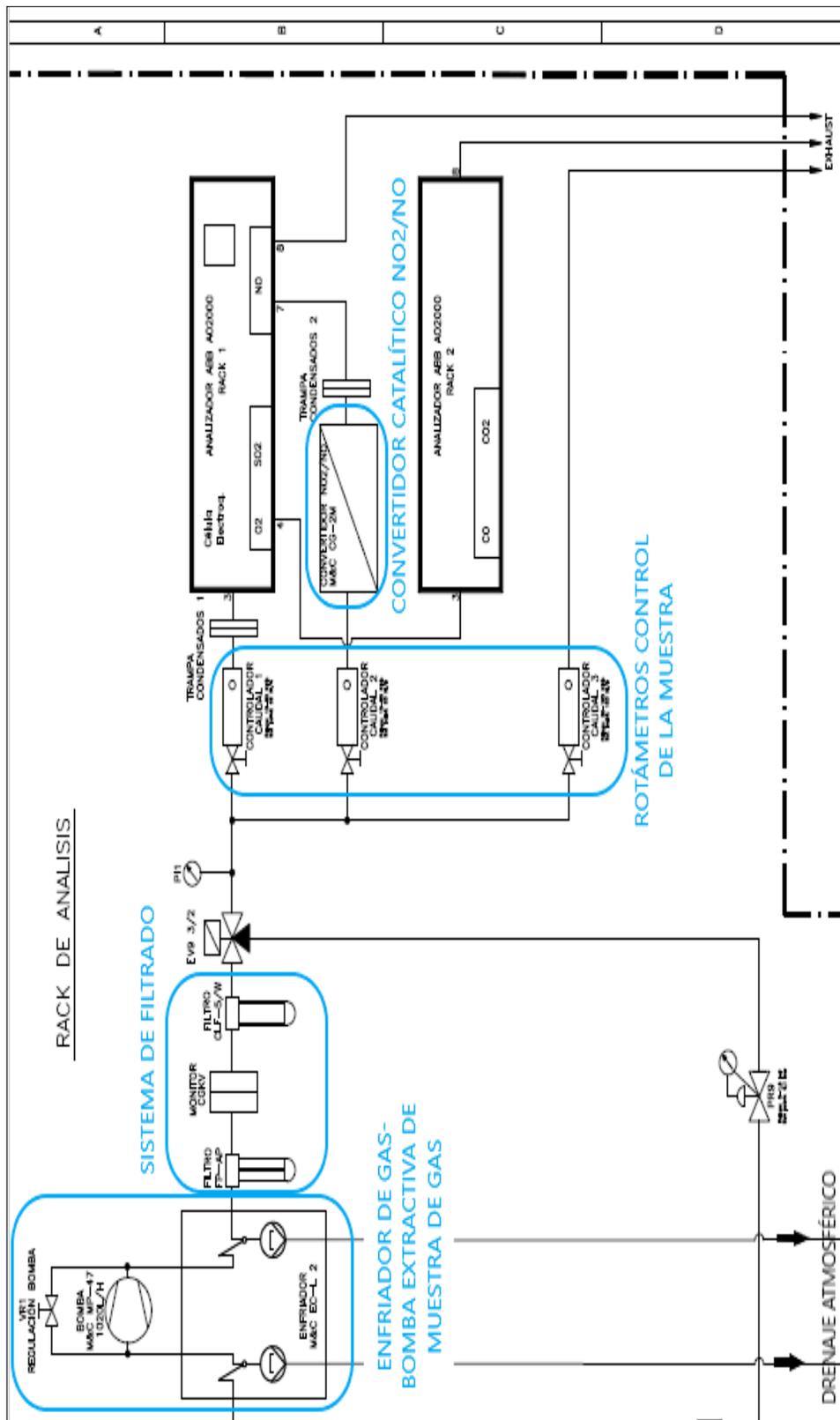


Figura N° 4.4: Diagrama de flujo sistema tratamiento de la muestra del gas (CEMS gases U4).

Fuente: Plano P-130053-U4-08 Diagrama de flujo CEMS gases Guacolda Energía.

4.4.4 Análisis de la muestra

Tras el tratamiento de la muestra, esta llega al analizador donde se realiza el análisis de la concentración de los distintos componentes (ver la figura N° 4.5).

El análisis de las concentraciones de SO₂, NO_x, CO y CO₂ se realiza en un fotómetro infrarrojo no dispersivo (NDIR modelo URAS 26 de la marca ABB), a partir de la absorción de luz infrarroja por parte de las moléculas del contaminante, a las longitudes de onda específicas del espectro de cada uno, por comparación con un patrón. Este análisis de la muestra se realiza a una temperatura de 55 °C debido a que las cámaras de análisis se encuentran calefactadas.

La concentración de O₂ se realiza a partir de la excitación de una célula electroquímica.

La disposición de estos sensores de análisis se encuentra dividida en dos racks. El primero de ellos contiene la electrónica del sistema, una cámara de análisis para el detector de SO₂, una cámara de análisis para el detector de NO, la célula electroquímica para el análisis de O₂ y el sensor de presión de muestra. El segundo contiene una cámara de análisis para los detectores de CO₂ y CO.

Los datos de los distintos detectores se encuentran comunicados mediante protocolo BUS y con respecto al gas de muestra, la vía de gas que pasa por la cámara de análisis de SO₂, el detector de O₂ y el sensor de presión, posteriormente es conducida al otro rack para que circule por la cámara de análisis de CO₂ y CO.

A continuación, en la tabla N° 4.4, se presentan las características técnicas del sistema de análisis de la muestra, y en la figura N° 4.5 se muestra el diagrama de flujo del sistema de análisis de la muestra del gas, muestra que proviene desde la chimenea de la unidad 4, y se transporta alrededor de 70 metros hasta llegar a esta última etapa en donde finalmente es analizada por el equipo.

Tabla N° 4.4: Características técnicas del sistema de análisis multiparamétrico CEMS Gases Unidad 4.

SISTEMA DE ANÁLISIS MULTIPARAMÉTRICO			
Analizador multiparamétrico	Marca	ABB	
	Modelo	AO2020	
	Parámetros de medida	SO ₂ , NO, O ₂ , CO ₂ y CO	
	Principio de medida	SO ₂ , NO, CO ₂ y CO: NDIR (URAS 26) O ₂ : Célula electroquímica	
	Rango de medida de	SO ₂ : 0-500 ppm / 0-1500 ppm NO: 0-80 ppm / 0-500 ppm CO ₂ : 0-20 % vol. CO: 0-100 ppm O ₂ : 0-20 % vol.	
	N.º de fabricación	Analizador	3.350170.3
		Rack 1	Housing: 3.350164.3 URAS: 3.350158.3 Sensor O ₂ : 3.350176.3 Electrónica: 3.350161.3
		Rack 2	Housing: 3.350167.3 URAS: 3.350173.3
Alarmas	Error Mantenimiento requerido Modo mantenimiento Temperatura alta del analizador		

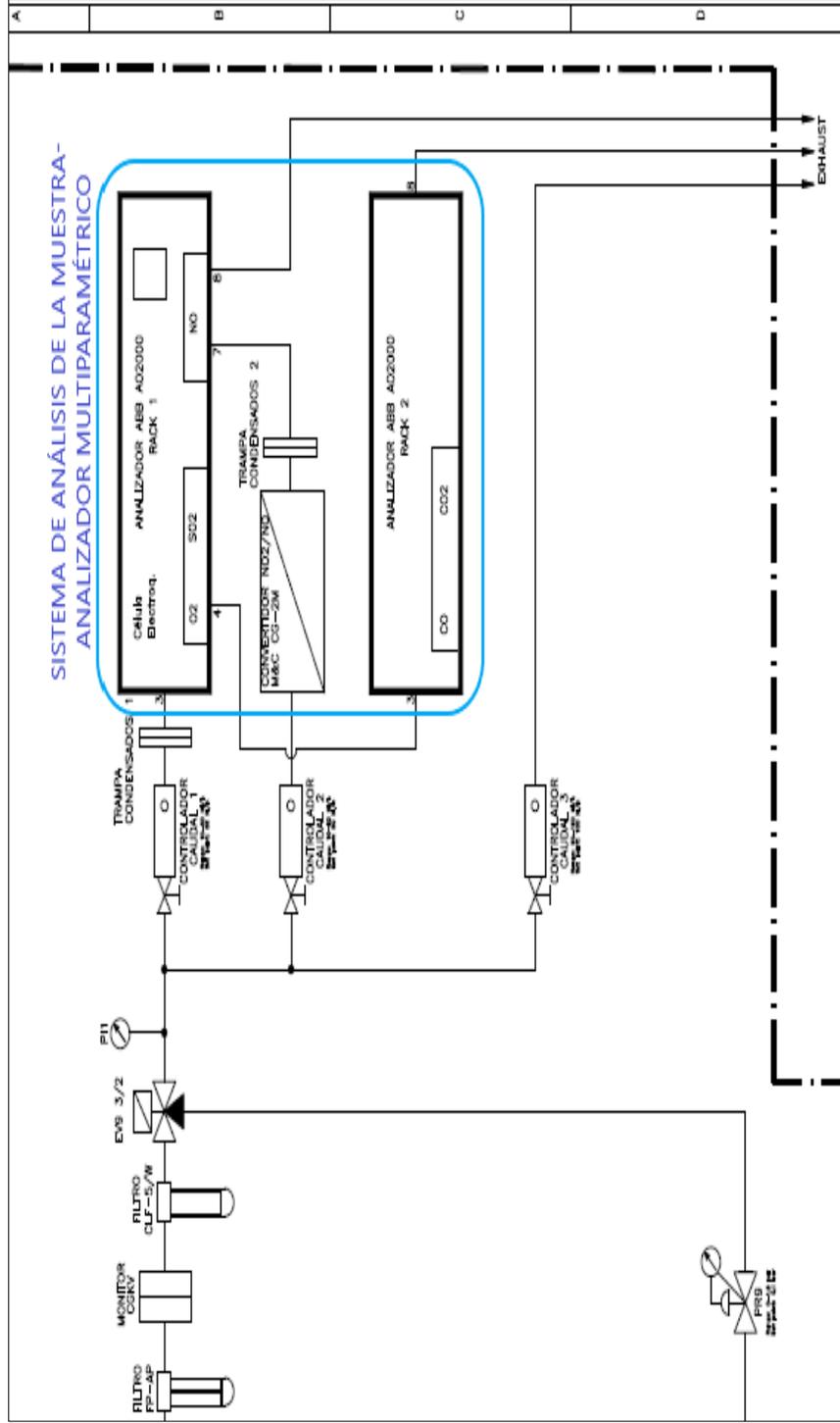


Figura N° 4.5: Diagrama de flujo sistema de análisis de la muestra del gas (CEMS gases U4).

Fuente: Plano P-130053-U4-08 Diagrama de flujo CEMS gases Guacolda Energía.

Al respecto de la configuración del sistema, a través del icono que se observa a continuación (ver la figura N° 4.6), y en el dossier del proyecto se incluye el archivo de configuración inicial del analizador, el cual se puede visualizar y cargar de nuevo en caso necesario, a través de la herramienta Test and Calibration Tool (TCT), cuyo software es entregado por el fabricante en CD junto con el equipo. Es conveniente archivar de forma adecuada esta configuración inicial, de forma que en caso de que exista algún problema mayor en el equipo, se pueda reinstalar y volver a la configuración inicial.



Figura N° 4.6: Icono del menú de configuración en analizador multiparamétrico ABB AO-2020.

Fuente: Manual ABB Advance Óptima AO-2020 (2018)

4.5 Escala de medición de los analizadores

En la selección de rangos para los equipos se ha considerado la información histórica disponible de los analizadores de gases instalados en chimenea de unidad 4, antes de la entrada en vigor de la normativa medioambiental para centrales termoeléctricas según D.S. N°13/2011, así como también las mediciones realizadas por el laboratorio ETFA.

Los criterios de selección empleados son los definidos en el Protocolo publicado mediante Resolución Exenta N° 57 de 2013, en el que se indica que el rango de medición debe configurarse lo suficientemente alto para evitar sobrepasar el valor de escala completa y lo suficientemente bajo para asegurar una buena exactitud de medición, y a su vez, debe seleccionarse de modo que la mayoría de los datos (> 50 %), se encuentren entre el 20 % y el 80 % de la escala completa.

En base a lo anterior, los rangos seleccionados para los parámetros de medición del CEMS validado para la unidad 4 Guacolda, son los que se observan en la tabla N° 4.4, mostrada anteriormente.

4.6 Sistema de verificación del CEMS de gases

En esta sección, se realizó una breve descripción del principio de funcionamiento del sistema de verificación del CEMS de gases, además, se describió el paso a paso del procedimiento de verificación del CEMS de Gases Unidad 4, para dar cumplimiento a una de las etapas del programa de aseguramiento de la calidad CEMS Gases.

4.6.1 Descripción del sistema

Para la verificación y ajuste de los sensores que componen el CEMS de gases, se dispone de una serie de cilindros con gas patrón ubicados en un compartimento independiente de la cabina situada al pie de chimenea tal como se ilustra en la figura N° 4.7.

Este compartimento de los gases debe contar con un sistema de ventilación electromecánico, para poder prevenir cualquier tipo de acumulación de gases en su interior, los cuales puedan poner en riesgo la salud de los trabajadores ya sea por acumulación de gases corrosivos como es el caso del SO₂ y NOX, como también como exceso de oxígeno y CO₂.



Figura N° 4.7: Compartimiento de gases cabina CEMS gases U4 Guacolda Energía.

Fuente: CEMS Gases Guacolda 4 (2022).

La inyección de estos gases patrones se controla a través de una serie de reguladores de presión de doble etapa, dotados con válvula de seguridad, electroválvulas de dos y tres vías, reguladores finos de presión y rotámetros para el control del caudal de inyección. Al ver la figura N° 4.8, se puede observar la distribución de estos elementos de regulación, dentro del esquema de flujo del CEMS Unidad 4.

Existe un juego de cilindros los cuales contienen las concentraciones de los gases necesarios para la verificación del CEMS de gases multiparamétrico. Todos los cilindros se encuentran normalmente con la válvula abierta y disponen de un regulador de presión de doble etapa (PR2 a PR5), cuya presión en la mano reducción debe fijarse entre 1,5 y 2 bares. Como mecanismo de seguridad, cada regulador de doble etapa dispone a su salida de una válvula de regulación secundaria. A posteriori de la mano reducción, existe una electroválvula de dos vías para el corte o la inyección del gas patrón de cada botella.

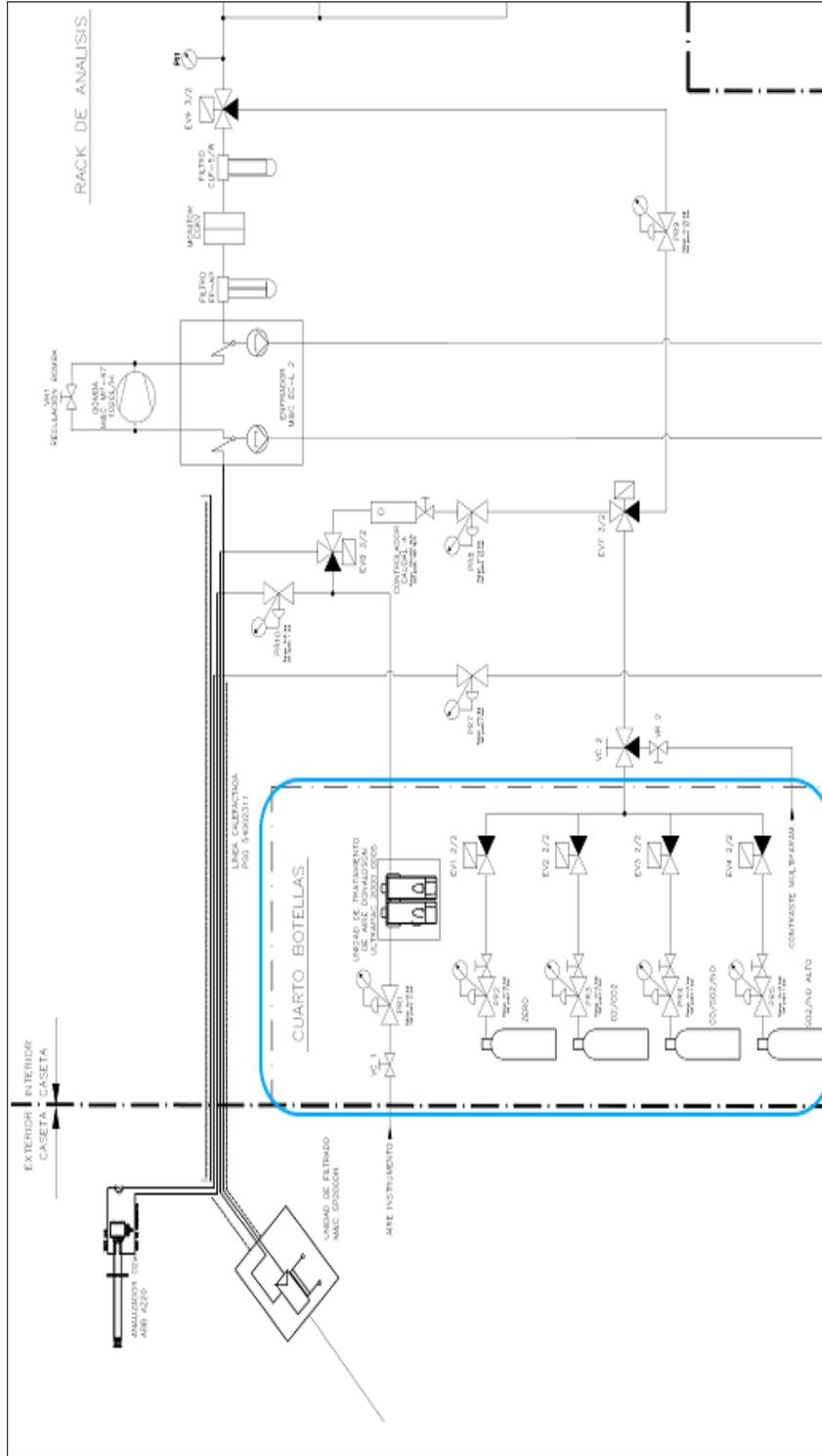


Figura N° 4.8: Diagrama de flujo compartimiento de gases patrones CEMS U4

Fuente: Plano P-130053-U4-08 Diagrama de flujo CEMS gases Guacolda Energía.

A partir de ahí, las conducciones de gas del juego de botellas asociado a cada CEMS de gases se juntan en una sola vía para su entrada en el compartimiento principal de la cabina.

El gas patrón que proviene del juego de cuatro cilindros para la verificación del CEMS de gases multiparamétrico, pasa por una válvula de 3 vías que permite la introducción de este gas patrón o de otro externo. La electroválvula de 3 vías EV7 permite la conducción del gas para la verificación del sistema completo o para la verificación directa del analizador (cuando se encuentra en reposo, el camino abierto es el que permite la verificación del sistema completo).

En el camino que permite la verificación del sistema completo, a través del regulador PR8 y el controlador de caudal CC4 se ajusta el flujo de gases entre 200-300 l/h para su incorporación en la unidad de filtrado, y que permita el desplazamiento del gas del interior del conducto. Para ello el regulador PR8 debe ajustar la presión entre 0,35 y 0,5 bar. Posteriormente el gas atraviesa la electroválvula de tres vías EV8, que conmuta entre el soplado del filtro y la incorporación de gas patrón (cuando se encuentra en reposo, el camino abierto es el que permite la incorporación de gas patrón), y a través del tubo disponible para ello en la línea calefactada, se inyecta en el interior de la unidad de filtrado.

Si se quiere realizar la verificación o ajuste directo del analizador de gases, se deben energizar las electroválvulas de 3 vías EV7 y EV9 y ajustar la presión del gas patrón mediante el regulador de presión PR9, de forma que en los controladores de caudal CC1, CC2 y CC3 se mantenga el mismo caudal que el necesario para la muestra (50 l/h en los dos primeros y 100 l/h en el tercero). Esta presión debe encontrarse en aproximadamente 0,1 bar.

Todo el sistema de electroválvulas se puede controlar, a través del PLC, en el sinóptico del sistema (ver la figura N° 4.9, disponible en la pantalla táctil ubicada en la cabina situada al pie de chimenea y mediante aplicación web CEMS ingresando con las credenciales que tienen privilegio mediante red interna de Guacolda o desde afuera de la central mediante conexión remota por VPN. Para poder operar desde cabina CEMS sobre las electroválvulas, se debe configurar el sistema en modo manual.

Como se puede ver en el esquema de la figura N° 4.8, en la cabina existe un suministro de aire instrumento, que puede ser cortado con la válvula de corte VC1 para realizar operaciones de mantenimiento y regulado en su nivel de presión con el regulador PR1 (5 bares), el cual es tratado en una unidad de tratamiento de aire para la retirada de humedad, grasas y partículas. Esta unidad de tratamiento dispone de dos cámaras, de forma que durante el tiempo en que se está tratando el aire instrumento en una de ellas, la otra se encuentra en regeneración.

El objetivo de este aire instrumento es realizar sopladors en la unidad de filtrado del sistema de extracción de muestra para la retirada de partículas (mediante activación de la EV8), y el suministro de aire de referencia requerido por el sensor de oxígeno húmedo.

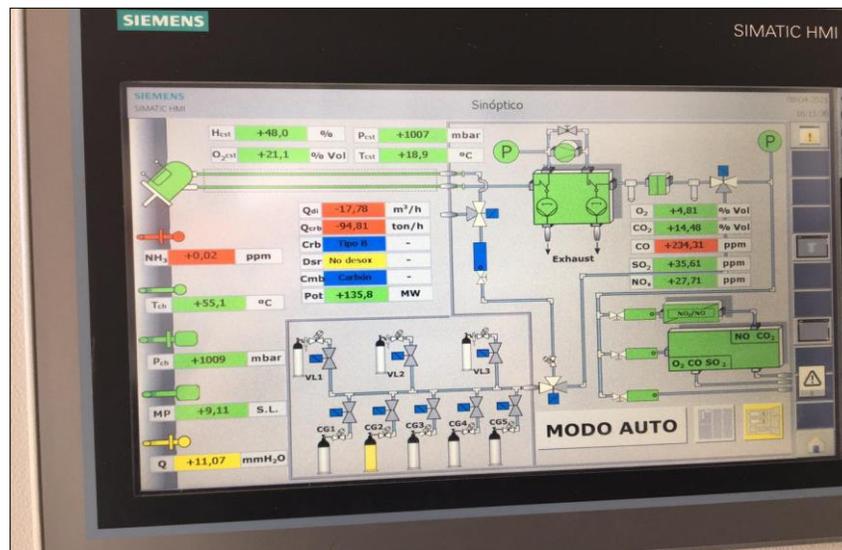


Figura N° 4.9: Compartimiento de gases cabina CEMS gases U4 Guacolda Energía.

Fuente: CEMS U4 (2022)

En la tabla N° 4.5 que se presenta a continuación, se exponen las características de los materiales de referencias para gases en la puesta en marcha del analizador de gases multiparamétrico CEMS U4.

Tabla N° 4.5: Características de los cilindros de gases patrones CEMS U4.

Cilindro	Parámetro	Valor	Incertidumbre	N.º Botella	Certificado	Caducidad
1	Aire cero	20,98% vol. . O ₂	-	CC43653 1	82- 124387489 -115	15/08/2021
2	O ₂	9,894% vol.	±1%	CC43303 1	82- 124387489 -73	19/08/2021
	CO ₂	19,86% vol.	±0,6%			
3	NO _x	69,16 ppm	±1,2%	CC43491 1	82- 124387489 -1	21/08/2021
	CO	84,58 ppm	±0,7%			
	SO ₂	253,0 ppm	±1,0%			
4	NO _x	422,3 ppm	±0,7%	CC43493 2	82- 124387489 -37	19/08/2021
	SO ₂	1276 ppm	±0,6%			
5	O ₂	0,1985% vol.	±1%	CC43344 3	82- 124387489 -109	20/08/2021
6	O ₂	10,01% vol.	±0,6%	CC43480 3	82- 124387489 -91	21/08/2021

4.6.2 Procedimiento de verificación CEMS Gases Multiparamétrico

Cabe destacar que dentro del concepto normativo “Aseguramiento de la Calidad del CEMS Gases”, se exige la ejecución de una verificación diaria (dentro de 24 horas).

Dentro de la exigencia establecida de verificación diaria del ajuste de los sensores, el sistema se ha diseñado de tal forma que permite realizar verificaciones de error de calibración automáticas.

Cada 24 horas, el PLC inicia una secuencia de verificación, introduciéndose los distintos gases patrones al sistema y recogiendo la respuesta de los distintos sensores para cada uno de los niveles de verificación. La información recogida es remitida al DAHS (sistema de adquisición y manejo de datos), el cual genera un informe donde se comprueba si los distintos sensores se encuentran ajustados tanto en el punto cero como en el punto de span de cada parámetro, en función de los márgenes de tolerancia establecidos en la interfaz de configuración del SADMA (empresa INERCO diseño su propio software DAHS llamado SADMA que significa software de adquisición de datos medio ambiente).

La secuencia de verificación programada en el PLC sigue las siguientes etapas (presentadas en la figura N° 4.8):

1. Previo al inicio de la secuencia de verificación se realiza un soplado del filtro cerámico de la sonda durante 30 segundos mediante la activación de la EV8.
2. Se abre la EV1 (válvula de la botella de verificación de cero), con las demás cerradas, con la cual se verifica el cero de las medidas de CO₂, CO, NO_x y SO₂.
3. Se abre la EV2 (válvula de la botella de verificación de rango de O₂/CO₂), con las demás cerradas, con la cual se verifica el valor alto (span) de O₂ y de CO₂.
4. Se abre la EV3 (válvula de la botella de verificación de rango de CO/NO bajo/SO₂ bajo), con las demás cerradas, con la cual se verifica el valor alto (span) de CO, del rango bajo de NO y del rango bajo de SO₂. También se verifica el cero de O₂.
5. Se abre la EV4 (válvula de la botella de verificación de rango de NO alto/SO₂ alto), con las demás cerradas, con la cual se verifica el valor alto (span) del rango alto de NO y el rango alto de SO₂.

Cada fase de verificación dura aproximadamente seis minutos, repartidos de la siguiente forma:

a) Un periodo inicial de un mínimo de cinco segundos iniciales con todas las válvulas cerradas en la que se espera que se den las condiciones para el inicio de esa fase de la verificación, las cuales son:

- ✚ No hay fallo en ninguna de las alimentaciones del equipo.
- ✚ Temperaturas del filtro de sonda, línea de muestra y enfriador de gases en su rango adecuado de funcionamiento.
- ✚ Ausencia de condensados tras el enfriador.
- ✚ Analizador sin alarma ni mantenimiento.
- ✚ Bomba de muestra funcionando.
- ✚ Ausencia de orden del operador de pasar a modo automático, en cuyo caso se finalizaría la verificación.

Si alguna de las condiciones no se cumpliera, el comportamiento sería distinto según el origen del problema. Para las temperaturas de filtro, línea y enfriador, o analizador en mantenimiento, se esperaría mientras solo fueran avisos, hasta que tuviera lugar la correspondiente alarma asociada en cuyo caso finalizaría la fase. Las demás situaciones supondrán el final de la fase actual o incluso de toda la verificación.

b) Un segundo periodo de cinco minutos en la que está abierta la válvula de la botella correspondiente a la fase en curso, esperando a que la concentración de gases de la botella alcance el analizador. Además de las comprobaciones del periodo anterior, se vigila si el flujos-tato CC4 indica paso de caudal. Si no ocurriese (por ejemplo, si la botella estuviera vacía o cerrada), o apareciese otra alarma o error relacionado, se cerraría la válvula de la botella y se volvería al periodo a) para volver a intentarlo. Esto se permite un número de veces. Al tercer fallo (sea por la misma razón o por distintas razones), se finaliza la fase actual y no se ejecuta el periodo c).

c) Tras cinco minutos sin incidentes, pasamos a un tercer periodo, de un minuto de duración, en el que la válvula de la botella sigue abierta, pero ahora sí se lee la medida ofrecida por el analizador de gases. Las medidas se toman cada segundo siendo necesarias un mínimo de 45 correctas para obtener un resultado de la verificación. Se vigilan las mismas cosas que en b). En caso de algún problema, se actuaría de la misma forma que en b), igualmente un máximo de tres veces.

Si no se pudo alcanzar el periodo c), en el informe de verificación aparecería la causa que lo provocó, o si fue por la aparición de tres fallos, el último que provocó la interrupción final de esa fase. En caso de que alguna de las señales procedentes del analizador tuviera un problema de rango (por debajo del -5% o por encima del 105 % del rango), y no se alcanzara el mínimo de 45 necesario, también se indicaría en el informe.

En el caso de que el informe de verificación diaria indique la necesidad de ajuste de alguno de los sensores, esta acción debe ser realizada por un técnico de instrumentación, entrando en modo manual en el sinóptico del sistema, en la pantalla táctil o mediante aplicación web CEMS vía conexión VPN, para poder gestionar la entrada de gas patrón en los sensores de análisis. El ajuste de los sensores se debe realizar siguiendo lo establecido en el manual ABB-AO2020 del equipo, transcurrido el tiempo necesario para la obtención de una respuesta estable.

La secuencia automática de verificación también puede ser iniciada en cualquier momento desde el sinóptico del sistema o mediante la aplicación web CEMS, generando un nuevo informe de verificación. Es necesario realizar esta operación si se ha realizado el ajuste de algún sensor tras observar su desajuste en el informe de verificación diaria programada, de modo que se registre un nuevo informe que indique que el ajuste de los sensores está dentro de los márgenes de tolerancia.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MEJORAMIENTO CONTINUO

De acuerdo con la investigación realizada, tomando en consideración los registros almacenados por el área de planificación y mantenimiento de nuestra central, referentes a las intervenciones ejecutadas en el sistema CEMS Gases Guacolda, se plantea lo siguiente:

- ✚ Identificar y evaluar mediante el método de “Diagrama de Pareto” cuales fallas que se producen en el sistema CEMS de Gases de la unidad 4, son las que provocan mayor cantidad de indisponibilidad de este sistema.
- ✚ Evaluar la “Disponibilidad de los Datos de Monitoreo de Emisiones” en CEMS Gases Guacolda 4 desde el ámbito normativo, tomando en consideración las horas fuera de servicio por mantenimiento a la falla.
- ✚ Evaluar la “Disponibilidad Operacional” del sistema, tomando en consideración las horas fuera de servicio por mantenimiento a la falla.
- ✚ Analizar la factibilidad técnica para poder aplicar las herramientas de la automatización industrial, y de esta forma aportar en mejorar la disponibilidad de horas de funcionamiento del sistema.
- ✚ Evaluación económica del proyecto, para cuantificar la relación costos versus beneficios económicos para la empresa.

Enseguida se presenta la tabla N° 5.1 con el detalle de las fallas obtenidas en un periodo de operación de 1 año del CEMS Gases U4 (año 2022).

Además, en la figura N° 5.1, se muestra el grafico del Diagrama de Pareto, con los datos obtenidos de la tabla anterior.

Tabla N° 5.1: Frecuencias por tipo de falla en CEMS Gases U4 (año 2022).

FALLAS DEL CEMS GASES UNIDAD 4 GUACOLDA					
Fallas	Frecuencia	% Frecuencia	% Frecuencia Acumulada	Línea	
Sistema extracción de la muestra de gas	155	21,62	21,6	80	
Sistema de verificación con gases patrones	148	20,64	42,3	80	
Sistema tratamiento de la muestra de gas	130	18,13	60,4	80	
Sistema transporte de la muestra de gas	102	14,23	74,6	80	
Sensor de oxígeno (célula electroquímica)	72	10,04	84,7	80	
Convertidor catalítico de parámetro NO ₂ /NO	35	4,88	89,5	80	
Unidad electrónica del analizador multiparamétrico de gases	33	4,60	94,1	80	
Sensor-detector de gases (SO ₂ -NO-CO ₂)	23	3,21	97,4	80	
Fuente de poder de analizador multiparamétrico de gases	19	2,65	100,0	80	
Total	717				

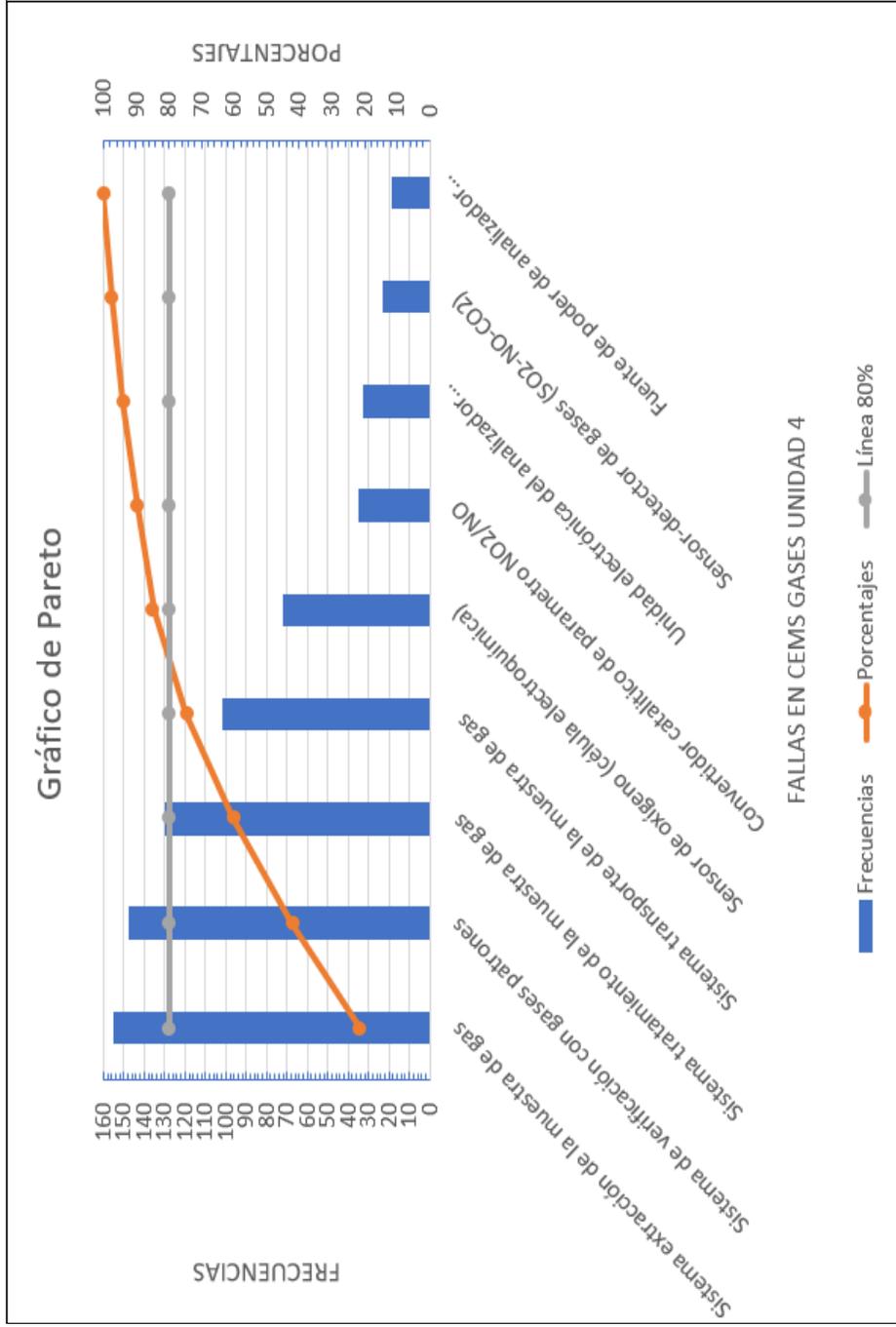


Figura N° 5.1: Gráfico de Diagrama de Pareto de las frecuencias por tipo de fallas en CEMS gases unidad 4 Guacolda (año 2022).

5.1 Interpretación de los resultados del análisis de Pareto

A continuación, se concluye lo siguiente:

- ✚ Las cuatro primeras fallas que se observan en el Gráfico de Pareto son las que están provocando el 80 % de las detenciones del sistema CEMS Gases Guacolda 4.
- ✚ Estas cuatro fallas representan a su vez el 44,4 % del total de fallas que se presentan en el sistema.
- ✚ Entonces en este caso en particular el 44,4 % de las fallas provocan el 80 % de las detenciones del CEMS.
- ✚ Los cinco tipos de fallas restantes provocan el 20 % de las detenciones del sistema.
- ✚ Los cinco tipos de fallas anteriores representan el 55,6 % del total de fallas que se presentan en el sistema CEMS Gases.

5.2 Cálculo del porcentaje de Disponibilidad de los datos de emisiones en CEMS Gases Guacolda 4

Cabe recordar que como se explica en el capítulo III, en el apartado Disponibilidad de datos de monitoreo, lo relevante para la Superintendencia de Medio Ambiente es que esta Disponibilidad para cada uno de los parámetros de un CEMS (ya sea gases, flujo y material particulado), no debe ser inferior al 90 %.

Se realizó el cálculo del porcentaje de Disponibilidad de los datos de monitoreo del CEMS Gases año 2022 mediante la fórmula establecida por la Resolución Exenta 1209 (Ec. N° 3.1) y según los antecedentes presentados en la tabla N° 5.2.

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{\Sigma \text{ horas de operación de calidad asegurada en últimas 8760 horas}}{8760} \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 3.1})$$

Tabla N° 5.2: Datos para cálculo de la Disponibilidad de los datos de monitoreo correspondientes al año 2022.

Factor de 1 año de operación de Unidad	Horas de operación Unidad 4	Horas de Mantenimiento por Falla en CEMS Gases U4	Horas de datos Fuera de Control CEMS gases U4
8760	8616	717	195

Posteriormente, se calculó la Disponibilidad como se muestra en la Ec. N° 5.1:

$$\left[\frac{((8760 - (717 + 195)))}{8616} \right] * 100 = 91,14 \% \quad (\text{Ec. N° 5.1})$$

En el caso de llegar a reportar los datos de monitoreo de las emisiones, con una disponibilidad inferior a un 90 %, la SMA puede cuestionar la veracidad de la información proporcionada mediante los reportes trimestrales del CEMS y comenzará a realizar fiscalizaciones a la planta para verificar el correcto funcionamiento de los equipos.

En casos más extremos, la SMA puede incurrir en multas dependiendo de:

- ✚ Casos reiterados de incumplimiento.
- ✚ Resultados negativos de las fiscalizaciones (hallazgos de intervenciones no autorizadas en los equipos CEMS).
- ✚ Incumplimiento de los compromisos de las empresas con las autoridades y con la comunidad.
- ✚ Negativa de las empresas para invertir en la innovación y actualización de los sistemas de abatimiento y/o medición de las emisiones.

5.3 Aspectos Operacionales y Económicos

5.3.1 Disponibilidad Operacional

Según los datos facilitados por el departamento de planificación de nuestra central, la “Disponibilidad Operacional” acumulada para el año 2022 del CEMS Gases U4, fue de un 92%.

Con la información anterior, y empleando datos estadísticos registrados en cada evento y mantenimientos, que afectaron el normal funcionamiento del CEMS Gases unidad 4, se procedió a realizar el cálculo de disponibilidad mensual, donde se utilizó la siguiente ecuación:

$$DF = \frac{(HOP+HRE) \times 100}{HH} \% \quad \text{Ec. N}^\circ 5.2$$

Donde:

- ✚ DF: Disponibilidad física del equipo.
- ✚ HOP: Horas de operación del equipo.
- ✚ HRE: Horas de reparación del equipo.
- ✚ HH: Horas cronológicas de funcionamiento del equipo.

En la tabla N° 5.3, se presentan los resultados obtenidos de disponibilidad mensual del sistema, datos que posteriormente fueron utilizados para obtener el gráfico representado en la figura N° 5.2.

Tabla N° 5.3: Disponibilidad mensual año 2022 CEMS Gases Guacolda 4.

DISPONIBILIDAD	%
ENERO	95%
FEBRERO	93%
MARZO	94%
ABRIL	93%
MAYO	88%
JUNIO	93%
JULIO	94%
AGOSTO	95%
SEPTIEMBRE	83%
OCTUBRE	94%
NOVIEMBRE	94%
DICIEMBRE	86%
TOTAL AÑO 2022	91,8%

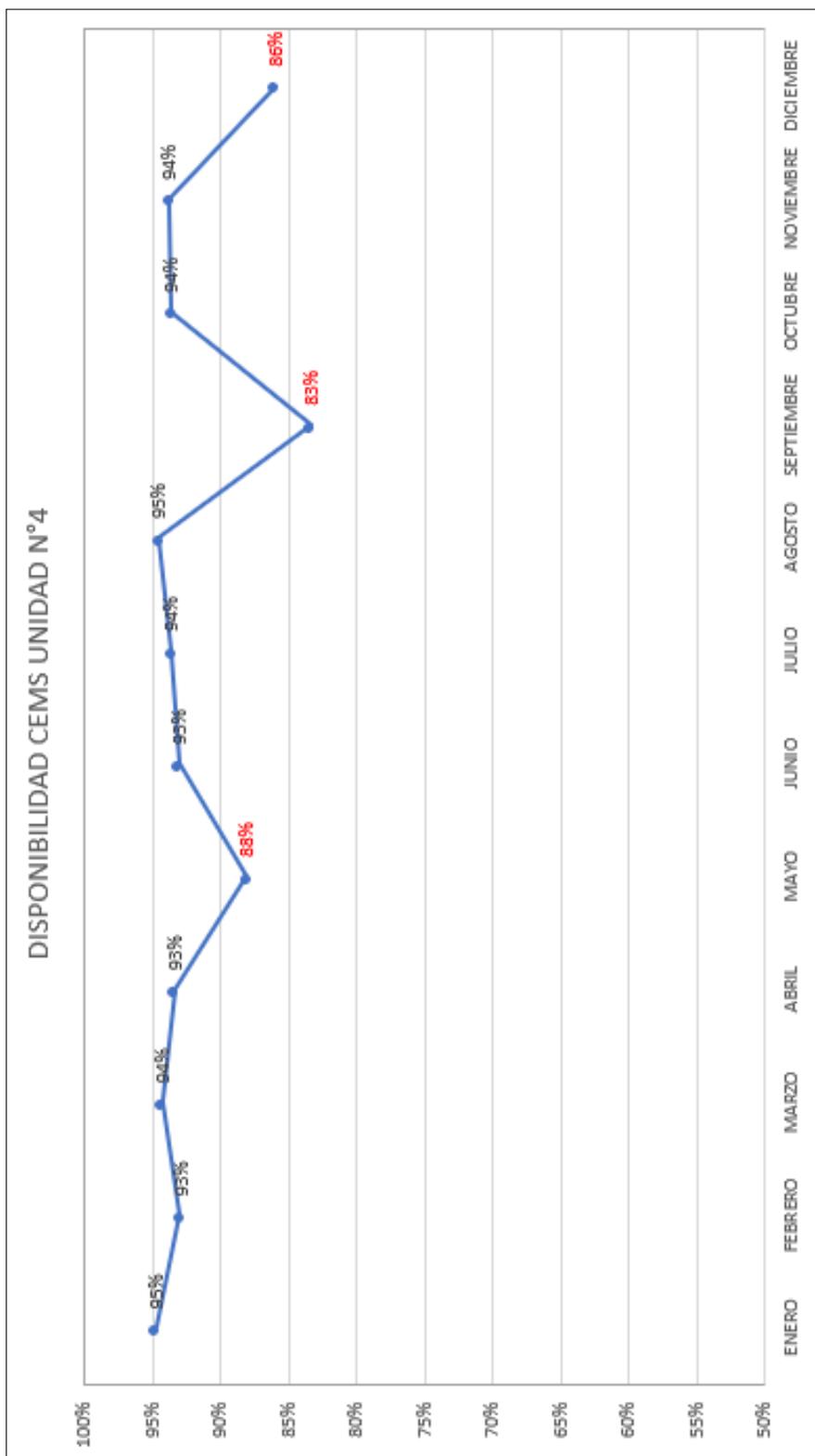


Figura N° 5.2: Gráfico de la Disponibilidad mensual CEMS Gases U4 año 2022.

Respecto al gráfico de la figura anterior (N° 5.2), se comenta lo siguiente:

- ✚ La disponibilidad operacional del CEMS Gases U4, obtuvo los peores resultados en los meses de mayo, septiembre y diciembre 2022.
- ✚ Cabe destacar que, en estos meses de baja disponibilidad, se produjeron la mayor cantidad de horas de detención por falla en el sistema, según los datos proporcionados por el área de planificación.
- ✚ Según los datos recopilados, las horas de mantenimiento preventivo, se mantuvieron similares durante los 12 meses del 2022, arrojando como promedio 7 horas mensuales.

5.3.2 Efectos operacionales a causa de las fallas en CEMS Gases U4

En la subgerencia de operaciones, existe un “Plan de Contingencia”, para el actuar de los operadores de sala de control ante eventos en donde se produce alguna superación del límite de emisiones debido a causas de control operacional, como también cuando los parámetros del CEMS se encuentran en falla, sin poder monitorear las emisiones salientes por chimenea de cada unidad generadora. Este Plan de Contingencia consiste en bajar carga de generación (derratear), lo que significa que es necesario sacar de sus parámetros normales de carga la unidad, es decir, se debe bajar set de generación desde 154 MWh a un set promedio de aproximadamente 120 MWh. Con esta acción el operador de sala de control podría mantener la unidad generadora de forma estable disminuyendo el riesgo de que cuando se normalicen los datos del CEMS, los promedios horarios del tiempo que se mantuvo en falla no hayan superado los límites permitidos de emisiones.

Esta operación implica que existe una pérdida económica considerable por concepto de energía no vendida, lo cual se detalla en la tabla N° 5.4.

Tabla N° 5.4: Consecuencia económica por efectos de derrateados.

DETALLE DE IMPACTO ECONOMICO		
ITEM	UNIDAD	VALOR
Valor Dólar	[CLP]	868
Costo Marginal Promedio	[USD/MWh]	50
Costo Operacional	[USD/MWh]	40
	[CLP]	34720
Plena Generacion	[MWh]	154
Generacion Neta Anual	[GWh]-	500
	[MWh]	500000
Ingreso por Hora Plena Generacion	[USD]	1540
Ingreso Anual 2022 Unidad N°4 Generacion Neta	[USD]	770000000
	[CLP]	\$ 668.360.000.000
Derrateo	[MWh]	34
Horas Derrateo en año por fallas en CEMS Gases U4	[h]	194
Equivalencia en dias	[d]	16
Derrateo Anual (Energia No Vendida)	[MW]	6596
Valor Derrateo por Hora	[USD]	340
	[CLP]	295120
Valor Anual por Derrateo	[USD]	65960
	[CLP]	57253280
PERDIDA ANUAL POR ENERGIA NO VENDIDA	[CLP]	\$ 57.253.280
PERDIDA POR DIA DE FALLA	[CLP]	\$ 3.578.330

A continuación, se explican los valores obtenidos de la tabla anterior (tabla N° 5.4.):

- ✚ Se tomó como referencia el promedio del dólar del año 2023 cuyo valor alcanzó los \$ 868.
- ✚ El Costo marginal promedio (CMg) de 2022 fue 50 USD/MWh, el cual fue obtenido de la página del Coordinador Eléctrico Nacional (SEN).
- ✚ Costo Operacional (Cop) 40 USD/MWh equivalente a los gastos de administración, mantenimiento y combustibles utilizados en el complejo.
- ✚ Respecto al ingreso por energía generada (IEG), esta alcanzó la suma de USD 1540, la cual fue calculada como se muestra en la ecuación N° 5.3

$$\text{IEG} = (\text{Cmg} - \text{Cop}) \times \text{Pmax} \quad \text{Ec. N}^\circ 5.3$$

- ✚ La potencia máxima (Pmax) que entrega esta unidad generadora es 154 MWh. Por otra parte, al aplicar el Plan de Contingencia operacional (derratear), la unidad es forzada a disminuir en un 19% su capacidad (Pmax*0,19) MWh.
- ✚ Al revisar la tabla N° 5.4, indica que fueron 194 horas anuales de derrateado (HAD), lo que equivale a 16 días no disponibles del CEMS Gases en el año 2022 (considerando el horario en que la unidad comienza a subir carga por sobre el mínimo técnico (38 MW) donde los costos marginales superan el valor de cero USD). Esto impacta directamente en la generación de energía, la cual se ve afectada en 6596 MW de energía no vendida (ENV), calculada de acuerdo con la ecuación N° 5.4.

$$\text{ENV} = ((\text{Pmax}/2) * (\text{HAD})) \quad \text{Ec. N}^\circ 5.4$$

- ✚ Ahora bien, para calcular el valor de la hora de derrateo (VHD), se ha utilizado la ecuación N° 5.5:

$$\text{VHD} = (\text{Cmg} - \text{Cop}) * (\text{Pmax}/2) \quad \text{Ec. N}^\circ 5.5$$

- ✚ Finalmente, para calcular el valor anual por derrateo (VAD), se ha utilizado la ecuación N° 5.6:

$$\text{VAD} = \text{VHD} * \text{HAD} \quad \text{Ec. N}^\circ 5.6$$

5.4 Propuesta para el mejoramiento

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio de las fallas que se presentan en el sistema CEMS Gases de la unidad 4 Guacolda, mediante la aplicación del análisis de Pareto, se plantea lo siguiente:

- ✚ Automatización para monitorear la presión de vacío del sistema de extracción y transporte de la muestra del gas.
- ✚ Automatización para monitorear la presión de llenado de los cilindros de gases patrones.
- ✚ Automatización para monitorear la presión del sistema tratamiento y análisis de la muestra.

5.4.1 Análisis de la factibilidad técnica-económica para implementar la mejora continua

En primer lugar, se realizó un análisis técnico para determinar la factibilidad de implementar el tipo de componentes en el sistema de transporte de la muestra, en la línea del suministro de gas para cada uno de los cilindros de gases, y finalmente en la línea de descarga de la bomba extractiva de la muestra del gas.

Después, se evaluó económicamente la implementación de este proyecto tanto para el CEMS de gases de la unidad 4, como también para todos los CEMS de gases de la central termoeléctrica Guacolda.

5.4.2 Investigación y evaluación técnica

Dentro de los alcances principales de este proyecto, se consideró implementar los instrumentos “transmisores de presión electrónicos”, con rango de operación que abarcan presiones de vacío (presión negativa), como también rangos de presiones absolutas (presión positiva).

En la tabla N° 5.5, se visualizan las características principales de los instrumentos estudiados para el proyecto.

Tabla N° 5.5: Características principales de los instrumentos a instalar.

Transmisor	Rango	Cantidad	Función
Transmisor de presión de vacío	-1 a 0 bar	1 unidad	Monitorear de forma continua la presión del sistema de extracción y transporte de la muestra de gas (presión de succión de la bomba de extracción).
Transmisor de presión absoluta	0 a 2,5 bar	1 unidad	Monitorear de forma continua la presión de descarga de la bomba de extracción (presión del sistema de tratamiento y análisis de la muestra de gas).
Transmisor de presión absoluta	0 a 250 bar	4 unidades	Monitorear la presión de los cilindros de gases patrones desde el compartimiento de gases. Hay que recordar que tenemos un cilindro con gas nitrógeno para realizar el chequeo de cero de cada uno de los parámetros que se deben medir por normativa (SO ₂ , NO _x y CO ₂) un cilindro con concentración para chequeo del span del parámetro SO ₂ , otro para el span del NO _x y otro para el span del CO ₂ .

La elección del tipo y rango de cada transmisor se obtuvo de acuerdo con los manuales de cada componente del sistema CEMS Gases Unidad 4 (bomba extractiva y analizador multiparamétrico de gases ABB AO-2020), donde se establecieron las características de operación con presiones nominales y normales.

Se determinó utilizar transmisores de presión electrónicos marca WIKA porque esta marca de transductores ha logrado mantener una alta tasa de fiabilidad en algunos sistemas

de control de proceso de nuestra central, además de poseer un diseño compacto y precio moderado.

En el siguiente apartado se presentan las características técnicas para cada tipo de transmisor de presión que se eligió para la implementación de esta mejora continua (ver la figura N° 5.3).

Transmisor de presión Para aplicaciones industriales generales Modelo A-10

Hoja técnica WIKA PE 81.60

   otras homologaciones véase página 9

Aplicaciones

- Fabricantes de maquinaria
- Industria naval
- Técnica de medición y regulación
- Hidráulica y neumática
- Bombas y compresores

Características

- Rangos de medición desde 0 ... 0,05 hasta 0 ... 1.000 bar
- Alinealidad 0,25 % o 0,5 %
- Salida 4 ... 20 mA, DC 0 ... 10 V, DC 0 ... 5 V y otras
- Conexión eléctrica: conector angular forma A y C, conector circular M12 x 1, salida de cable 2 m
- Conexión a proceso: G ¼ A DIN 3852-E, ¼ NPT y otras



Transmisor de presión, modelo A-10

Figura N° 5.3: Características del transmisor de presión WIKA modelo A-10.

Fuente: WIKA PE 81.60 (2022)

Por otra parte, se debe considerar la integración de estos transmisores de presión a la arquitectura de control del propio CEMS Unidad 4, y a su vez a todo el sistema de comunicación CEMS Guacolda, para lo cual se debe ejecutar lo siguiente:

- ✚ **PLC:** se deben programar e integrar las señales de cada uno de los nuevos transmisores de presión.
- ✚ **Sistema de análisis:** aparte de los transmisores de presión ya descritos, se deben considerar conexiones neumáticas con tubos y racores en acero inoxidable y PTFE

(teflón). Cabe destacar que estos materiales fungibles se encuentran disponibles en almacén de Guacolda.

- ✚ **Sistema de tratamiento y gestión de datos:** se debe realizar la reprogramación del sistema de adquisición de datos DAHS para poder integrar las señales procedentes de los nuevos transmisores de presión de llenado de cilindros, así como de los de control de presión y vacío de muestra del CEMS Gases U4.

5.5 Ejecución del Proyecto

Este análisis fue presentado a empresa colaboradora INERCO Inspección y Control S.A. quienes son especialistas españoles dedicados al rubro de diseño, construcción, instalación y mantención de sistemas de monitoreo de emisiones, sistemas de análisis de aguas, etc.

Cabe destacar que INERCO es la empresa que actualmente mantiene contrato vigente de mantenimiento y operación de nuestros sistemas CEMS desde el año 2014, además fueron los encargados de implementar el año 2013 los CEMS de las chimeneas U1&2 (chimenea común entre unidad 1 y unidad 2), U3 y U4 en Guacolda de acuerdo con la normativa medioambiental para centrales termoeléctricas que comenzó a regir a partir de ese año.

Por lo anterior, la empresa especialista determinó que es perfectamente factible esta implementación de transmisores de presión en el sistema CEMS Gases U4 y en todos los demás CEMS de nuestra central, para poder tener un monitoreo y control en línea.

5.5.1 Costos de la implementación

Se solicitó a INERCO una cotización referencial donde se consideró el proyecto tipo “llave en mano” para de esta forma asegurar garantías extendidas en el caso de presentar alguna anomalía y/o falla durante la puesta en marcha y operación de al menos 1 año.

En la siguiente tabla N° 5.6, se presenta el costo del proyecto tanto para CEMS Gases Unidad 4, como también para todos los CEMS Gases de Guacolda.

**Tabla N° 5.6: Costos del proyecto de implementación para CEMS U4
y para todos los CEMS Guacolda.**

DESCRIPCIÓN	CEMS UNIDAD	PRECIO (euros)
Suministro de materiales	4	3.470
Servicio de ingeniería, programación y puesta en marcha.	4	6.328
TOTAL		9.798
Suministro de materiales	U1&2-U3-U4-U5	13.880
Servicio de ingeniería, programación y puesta en marcha.	U1&2-U3-U4-U5	25.310
TOTAL		39.190

Fuente: empresa INERCO (2022)

5.6 Evaluación económica considerando la implementación de los transmisores de presión

Con la mejora propuesta se espera aumentar la disponibilidad del equipo desde un 92 a un 94 %, aumentando la cantidad de días sin fallas, esto implica que se tendría como resultado un beneficio económico, el cual se muestra en la tabla N° 5.7.

Tabla N° 5.7: Ahorro por disponibilidad.

Determinación Ahorro			
Disponibilidad %	92	94	%
Dias No disponibles	29	22	días
Costo Ineficiencia por Dia de Energia No Vendida	\$ 3.578.330	\$ 3.578.330	\$/dia
Diferencia de Costos en Base a Cambio de Disponibilidad de Equipo	\$ 104.487.236	\$ 78.365.427	\$
BENEFICIO REAL AL MEJORAR DISPONIBILIDAD A 94%	\$ 26.121.809	USD	30.094

De acuerdo con lo proyectado, la implementación del nuevo sistema de automatización tendría un costo total estimado de \$ 9.195.539.- en base a esto, se elaboró flujo de caja para obtener la viabilidad del proyecto, evaluado a 10 años.

5.6.1 Análisis Flujo de Caja

Considerando que la inversión inicial es de \$ 9.195.539, el primer año evaluado nos entrega un valor negativo, esto debido que además de la inversión se debe considerar mantener stock de repuestos en caso de fallas tempranas o de puesta en marcha. El escenario cambia totalmente al revisar la evaluación en el año 1, donde se logra recuperar un poco más de la mitad, de la inversión inicial, y a partir del año 2 en adelante, se comienza a obtener beneficios a través del ahorro generado al mejorar los índices de disponibilidad. Se consideró bien, el reemplazo de los componentes que más sufren desgaste, como es el caso de los propios transmisores de presión y kit de repuestos de mantenimiento (consumibles).

Para un mejor análisis, en la tabla N° 5.8, se presenta el flujo de caja desarrollado para este proyecto, y a continuación se realizó la descripción de cada ítem que se muestra en esta tabla.

Tabla N° 5.8: Flujo de caja con evaluación a 10 años considerando instalación de transmisores de presión.

Evaluación "Automatización CEMS Gases Guacolda 4"											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro		\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809	\$ 26.121.809
Cambio de componentes (Transmisores x6)				-\$ 3.000.000			-\$ 3.000.000			-\$ 3.000.000	
Kit de Repuesto MP (consumibles)	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000	-\$ 2.000.000
Plan de manito CEMS gases		-\$ 18.000.000	-\$ 18.036.000	-\$ 18.072.072	-\$ 18.108.216	-\$ 18.144.433	-\$ 18.180.721	-\$ 18.217.083	-\$ 18.253.517	-\$ 18.290.024	-\$ 18.326.604
Depreciación		-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554	-\$ 919.554
Efecto Imppto		-\$ 1.040.451	-\$ 1.033.251	-\$ 426.037	-\$ 1.018.808	-\$ 1.011.565	-\$ 404.307	-\$ 997.034	-\$ 989.748	-\$ 382.446	-\$ 975.130
Inversión	-\$ 9.195.539										
Depreciación		\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554	\$ 919.554
FCL	-\$ 11.195.539	\$ 5.081.358	\$ 5.052.558	\$ 2.623.700	\$ 4.994.785	\$ 4.965.812	\$ 2.536.781	\$ 4.907.692	\$ 4.878.544	\$ 2.449.339	\$ 4.820.075
r	10%										
VAN											
TIR											

Ahorro por derrateo: valor se obtiene de la tabla N° 6.5 por la diferencia que se pretende disminuir el derrateo actual del sistema con el sugerido por el cambio de equipo, donde se estima un ahorro de \$ 26.121.809.

Cambio de transmisores: costo por repuesto que es elemento según fabricante y el programa de mantenimiento debe ser cambiado cada tres años, el cual tiene un costo de \$3.000.000.

Kit de reparación y MP: este valor lo tiene asignado por lo costos que implica por los repuestos que se puedan ocupar en durante el año en los accesorios de este sistema (pernos inoxidable, kit de limpieza, kit de lubricación, tubing, racores, etc.,) y el costo de esto tiene asignado el valor de \$2.000.000 permanente por cada año de servicio.

Plan de mantenimiento anual: costo para realizar mantenimiento preventivo MP (chequeo, limpieza, cambio de consumibles, etc.,) y el costo de esto tiene asignado el valor de \$18.000.000 permanente por cada año de servicio, considerando un reajuste anual de 0,02%.

Depreciación: tiene un gran efecto financiero, que quizás sea lo más importante. Al existir la depreciación se puede llevar al gasto o al estado de resultados el desgaste sufrido por los activos, en consecuencia, al existir un gasto la utilidad se ve disminuida toda vez que la utilidad es resultado de restar a los ingresos los gastos y costos. Para ello se desprecia el valor del proyecto (inversión) en 10 años donde el valor de \$919.554 no tiene gran impacto dentro del ahorro total con el proyecto a implementar (\$9.195.539).

Efecto impuesto: costo por impuesto, este valor equivale al 20% de los gastos incluidos en el flujo de caja (ahorro por derrateo, cambio de transmisores, kit de repuestos, plan de mantenimiento anual y depreciación).

Flujo de caja libre: este valor es permanente durante el periodo de evaluación, mientras se considere que el costo marginal se mantenga el cual da una suma promedio de \$4.231.064.- y corresponde al ahorro final incluyendo los costos antes mencionados.

Los valores de **VAN** y **TIR** son auspicios y atractivos desde el primer año de la implementación del proyecto, y frente al escenario actual en donde los valores de los costos marginales vienen en descenso, es imperativo darle la mayor utilidad posible al proyecto.

De acuerdo con los resultados obtenidos el **VAN** es > 0 , por lo que es conveniente tomar la decisión de invertir en la alternativa de estudio, ya que este proyecto genera ingresos.

Por otra parte, la **TIR** nos arroja como resultado un 38,4%, lo que nos indica además una buena rentabilidad.

Finalmente se obtiene como resultado, que este proyecto de investigación es viable económicamente.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

La automatización de los subsistemas del CEMS Gases Guacolda 4, que presentan la mayor tasa de fallas, permitirá prolongar la continuidad operacional, disminuyendo las fallas y el tiempo de intervención cuando estas ocurran, debido a:

- ✚ Presión de llenado de cilindros: tener la posibilidad de visualizar en vivo la presión de cilindros, así como establecer una alarma por baja presión de estos. Generando avisos se evitaría problemas en la realización de las pruebas de exactitud relativas diarias (verificaciones diarias), ofreciendo a los mantenedores del CEMS una información confiable para valorar con exactitud cuando realizar un cambio de cilindros y verificar si los reguladores de cada cilindro de gas patrón se encuentran comunicados luego del cambio. Además, se evita cometer los errores que provienen de la lectura de los instrumentos por parte del mantenedor (error de paralaje y error de interpolación).

- ✚ Control de Presión de muestra y vacío: se informará en vivo de los valores obtenidos por los transductores de presión instalados en el sistema marcando alarma en caso de que el sistema no logre trabajar bajo las presiones establecidas, facilitando así el mantenimiento del CEMS y con ello evitar posibles fallas mayores a la brevedad posible, además de alertar al mantenedor en caso de cualquier tipo de fallo en la extracción de muestra por sobrepresión en el sistema.

- ✚ Se obtiene la posibilidad de visualización en remoto del estado de las nuevas presiones monitorizadas para periodos donde no se accede a la planta (intervalos fuera de jornada habitual de trabajo, fines de semana, feriados, bloqueos de carreteras, etc.) de esta forma se logra mejorar la capacidad de análisis y respuesta del equipo de mantención, quienes pueden atacar las anomalías detectadas de forma focalizada.

- ✚ La importancia de disponer de la mayor cantidad de información posible facilitada por el sistema de adquisición de datos tanto para un correcto mantenimiento de los CEMS como también para disminuir los tiempos de indisponibilidad de los datos de monitoreo a causa de fallas imprevistas con consecuencias mayores y/o mantenimientos a la falla que se extienden en su ejecución debido a la falta de información para análisis estadístico.

De lo anterior, se concluye que este mejoramiento continuo, aporta mejoras en la eficiencia del equipo, lo que asegurará mantener las condiciones óptimas de operación disminuyendo la probabilidad de detenciones inesperadas, lo que se traduce finalmente en el aumento de la disponibilidad del sistema en 2% (de 92% a 94%).

Este proyecto de investigación ha demostrado ser viable económicamente, evitando pérdidas por derrateo de generación por USD 30.094, lo que hace factible implementar este sistema en los tres CEMS restantes de Guacolda, como también en industrias que contengan CEMS de gases similares.

BIBLIOGRAFÍA

ABB (2017). *Curso analizadores de proceso en línea*. ABB University Chile.
Consultado en julio 2017.

ABB (2017). *University en Chile-Capacitaciones*. ABB University Chile.
Capacitación en julio 2017.

[ABB University - Formación](#)

ABB (2018). *Manual de mantenimiento analizador multiparamétrico de gases ABB modelo AO-2020*. Consultado en marzo 2022.

Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos “EPA” (2019). *Leyes y normas*. Consultado en marzo 2022.

www.epa.gov

Creus, A. (2010). *Instrumentación Industrial*. Octava edición. Marcombo.
Consultado en marzo 2022.

INERCO (2014). *Manual de operación y mantenimiento sistemas CEMS Inerco*.
Consultado en marzo 2022.

PUCCH (2021). *Curso Economía de la Energía*. La Clase Ejecutiva PUCCH.
Consultado en marzo 2021.

www.claseejecutiva.uc.cl

SICK (2020). *Manual de instrucciones analizador SICK MCS300P*. Consultado en
marzo 2022.

Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental “SNIFA” (2019)
Normativa Ambiental. Consultado en marzo 2022.

<https://snifa.sma.gob.cl/>

Wika (2019). *Productos-presión-sensores de presión*. Transmisor de presión tipo A-10.

Home - WIKA Chile SpA.