

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Programa de Doctorado en Ingeniería de Producción, Minero – Ambiental y
de Proyectos



TESIS DOCTORAL

Planificación multicriterio de la operación de plantas
de cogeneración policombustible

Sergio García García

Oviedo, noviembre de 2021



RESUMEN DEL CONTENIDO DE TESIS DOCTORAL

1.- Título de la Tesis	
Español/Otro Idioma:	Inglés:
Planificación multicriterio de la operación de plantas de cogeneración policombustible	Multi-criteria planning for the operation of multifuel cogeneration plants
2.- Autor	
Nombre:	DNI/Pasaporte/NIE:
Sergio García García	
Programa de Doctorado: Programa de Doctorado en Ingeniería de Producción, Minero-Ambiental y de Proyectos	
Órgano responsable: CIP	

RESUMEN (en español)

El incremento del uso de las plantas de cogeneración para suministro de la energía está logrando una considerable contribución hacia un uso más eficiente de los recursos energéticos, sin embargo existen oportunidades de mejora para optimizar su rendimiento, no sólo desde un punto de vista meramente económico sino también considerando aspectos de sostenibilidad.

Las instalaciones de cogeneración han evolucionado a sistemas que permiten trabajar con distintos combustibles (biomasa, combustibles fósiles, gases, ...). Los nuevos sistemas buscan que se pueda operar con diferentes combustibles en función de la disponibilidad, calidad y precio en cada momento. Cada combustible tiene unos costes asociados, presenta unas propiedades caloríficas determinadas y tiene unas implicaciones operacionales y medioambientales específicas. Se buscan sistemas de cogeneración que permitan versatilidad en la mezcla con la finalidad de optimizarlas cumpliendo los requisitos operacionales, ambientales y económicos. La toma de decisiones del tipo de combustible a emplear en cada momento es por lo tanto un problema de decisión multicriterio, dependiente no solo de las condiciones actuales, sino también de las previstas.

Una de las variables que más influyen en la rentabilidad de estas instalaciones es la retribución por la venta de electricidad. Las plantas de energías renovables y cogeneración venden su electricidad al sistema eléctrico, con precios que varían cada hora, el denominado "pool-eléctrico". El nuevo marco regulatorio supone importantes retos para este tipo de instalaciones, en el que las plantas dejan de funcionar bajo un régimen de funcionamiento basado en una tarifa fija, para pasar a operar en el mercado eléctrico, cada vez más volátil. Dicha volatilidad puede provocar que el modo de funcionamiento de la planta no se adapte a las necesidades del proceso fabril. Es preciso por lo tanto realizar correctas evaluaciones del mercado, así como de disponer



de herramientas de previsión, a fin de optimizar el funcionamiento de las plantas.

En el campo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la valorización de los gases residuales que se producen de una manera continua e inevitable para su aprovechamiento energético no ofrece ninguna duda. Dentro de este punto y dada la preocupación actual por el medioambiente resulta obligatorio analizar una herramienta de evaluación de impacto ambiental que permita conocer si las acciones propuestas redundan en una mejora ambiental, o por el contrario, tan sólo desplazan los impactos de una etapa a otra del proceso.

El estudio que se ha llevado a cabo implica dos líneas de trabajo, por un lado la parte de optimización multicriterio y por otro lado la parte de evaluación de los aspectos ambientales. De manera más concreta para la parte multicriterio se piensa que las características del problema hacen inaplicables las técnicas tradicionales de optimización, siendo necesario recurrir a las técnicas algorítmicas evolutivas y a los sistemas de ayuda a la toma de decisiones. Para la parte medioambiental se empleará la Metodología del Análisis del Ciclo de Vida mediante la cual evaluaré las cargas medioambientales asociadas al proceso a través de la identificación de las materias primas consumidas y de los residuos, vertidos y emisiones generadas.

Desde el punto de vista medioambiental los resultados obtenidos mediante el aprovechamiento en una planta de cogeneración suponen una mejora de más de 100 puntos en el impacto global siguiendo el método ReCiPe de los indicadores *end-points*, en el mejor de los casos se pueden ahorrar 169,42 Nm³/MWh de gas natural con la consiguiente reducción de los recursos naturales y el agotamiento del ozono. En lo que respecta a la perspectiva económica, el modelo desarrollado a partir de los datos reales del proceso genera unos beneficios de 16,9% sobre la situación actual en la que la asignación de los gases es realizada directamente bajo el criterio de los operadores de planta. El modelo propuesto no es solamente útil, para la toma de decisiones diarias en la operación de la planta, sino también como una herramienta para simular diferentes escenarios de diseño. Por último, el enfoque multiobjetivo que combina las dos vertientes, medioambiental y económica nos muestra un instrumento muy valioso para priorizar el consumo de combustibles menos contaminantes, a la vez que se optimiza el almacenamiento de los combustibles según el precio horario del mercado eléctrico. Mediante la aplicación de este método, las emisiones de CO₂ disminuyen más de un 3% y los beneficios aumentan hasta un 14,8% en comparación con las condiciones normales de operación.



RESUMEN (en Inglés)

Increased use of co-generation plants to supply power has made a considerable contribution to a more efficient use of energy resources. However, there are improvement opportunities to optimise their performance, not only from a merely economic perspective, but also considering sustainability aspects.

Cogeneration facilities have evolved to be systems that can be run with different fuels (biomass, fossil fuels, gases, etc.). The aim for the new systems is that they can operate using different fuels according to the availability, quality and price at the time. Each fuel has associated costs, given calorific values and specific environmental and operational implications. The search is for cogeneration systems that allow versatility in the mix in order to optimise them while meeting economic, environmental and operational requirements. Decision-making about the type of fuel to be used at any time is therefore a multi-criteria decision problem, depending not only on current, but also anticipated conditions.

One of the variables that most affects the profitability of these facilities is the return from the sale of electricity. Cogeneration and renewable energy plants sell their electricity to the electricity systems, with prices that vary hourly, and known as the electricity pool. The new regulatory framework sets important challenges for this type of facilities, where the plants no longer operate in a regime based on a fixed tariff and move to the ever more volatile electricity market. That volatility may mean that the plant's operating mode does not adapt to the needs of the industrial process. Correct market assessments are therefore needed, along with forecasting tools, in order to optimise the operating of the plants.

As regards reducing greenhouse gas emissions, it is clear that the off gases constantly and inevitably produced should be harnessed for waste-to-energy. In that regard and given the current concern about the environment, the main environmental impact generators must be analysed in order to develop more sustainable alternatives. Once a possible solution has been pinpointed, an environmental impact assessment tool is applied in order to establish if the proposed actions lead to environmental improvement or, on the contrary, just shift the impacts from one stage to another of the process.

The study highlights two lines of work: on the one hand, the multicriteria optimisation and, on the other hand, the assessment of the environmental aspects. More specifically as regards the multicriteria aspect, the characteristics of the problem are thought to render the traditional optimisation techniques inapplicable and it is necessary to resort to evolutive algorithm techniques and to the systems to help with the decision making. The Life Cycle Assessment Methodology will be used for the



Universidad de Oviedo
Universidá d'Uviéu
University of Oviedo

environmental part. The environmental loads associated to the process will thus be assessed by means of identifying the raw material consumed and the waste, landfill and emissions generated.

From the environmental point of view, the results obtained by harnessing a cogeneration plan improve the global impact by over 100 points. In the best of cases, 169.42 Nm³/MWh of natural gas can be saved, meaning fewer natural resources are used and less ozone depletion. With respect to the economic perspective, the model developed using the real process data generates profits of 16.9% compared to the current situation when the gas is allocated directly according to the plant operators' criterion. The proposed model is not only useful for the daily decision-making in the operating of the plant, but also as a tool to simulate different design scenarios. Finally, the multi-objective approach combining both the economic and environmental aspects is seen to be a very valuable instrument to prioritise the use of less polluting fuels, while optimising fuel storage according to the hourly price of the electricity market. By applying this method, CO₂ emissions drop by over 3% and profits increase by up to 14.8% compared to normal operating conditions.

**SR. PRESIDENTE DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DEL PROGRAMA DE DOCTORADO
EN INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN, MINERO-AMBIENTAL Y DE PROYECTOS**

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Programa de Doctorado en Ingeniería de Producción, Minero – Ambiental y
de Proyectos



TESIS DOCTORAL

Planificación multicriterio de la operación de plantas
de cogeneración policomcombustible

Sergio García García

Director: Vicente Rodríguez Montequín

Oviedo, noviembre de 2021



Índice de contenidos

RESUMEN.....	8
ABSTRACT	11
1. INTRODUCCION	14
1.1. Antecedentes y justificación.....	15
1.2. Estructura de la Memoria.....	16
1.3. Publicaciones realizadas durante el desarrollo de la tesis	17
2. OBJETIVOS	19
3. DESCRIPCION DEL PROCESO.....	20
3.1. Caso de estudio	20
4. DESARROLLO Y METODOLOGIA DE LOS TRABAJOS.....	27
4.1. Evaluación medioambiental	27
4.1.1 Materiales y métodos.....	27
4.1.2 Objetivos y alcance	28
4.1.3 Análisis del inventario.....	30
4.1.4 Categorías de evaluación del impacto.....	32
4.2. Optimización económica	32
4.2.1 Materiales y métodos.....	33
4.2.2 Formulación del problema	34
4.2.3 Descripción del escenario.....	36
4.3. Optimización multiobjetivo	40
4.3.1 Materiales y métodos.....	40
4.3.2 Formulación del problema	43
4.3.3 Descripción del escenario.....	44
5. DISCUSION DE RESULTADOS	47
5.1. Evaluación medioambiental de la cogeneración con gases siderúrgicos	47
5.2. Optimización económica de la cogeneración con gases siderúrgicos	52
5.2.1 Análisis de Sensibilidad.....	57
5.3. Optimización multiobjetivo de la cogeneración con gases siderúrgicos	58
5.3.1 Análisis de sensibilidad del precio del CO ₂ y las restricciones del CO ₂	66
6. CONCLUSIONES Y LINEAS DE FUTURO	68



6.1. Conclusiones	68
6.4. Líneas de futuro	71
7. TRABAJOS DE INVESTIGACION	73
7.1. Informe de Factor de Impacto de las Publicaciones	73
8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	75
APENDICE A: Publicaciones que forman parte de la Tesis	
APENDICE B: Código de fuente del modelo de optimización	



Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Diagrama de proceso de valorización de gases siderúrgicos	22
Ilustración 2: Vista general Planta Térmica	23
Ilustración 3: Principales aprovechamientos térmicos del proceso.....	23
Ilustración 4: Vista general Planta Eléctrica	24
Ilustración 5: Vista grupo motogenerador	25
Ilustración 6; Transformador principal 10.5 a 132 kV	25
Ilustración 7: Límites del sistema del SCGP	30
Ilustración 8: Vista esquemática planta térmica	35
Ilustración 9: Vista esquemática planta eléctrica.....	35
Ilustración 10: Disponibilidad de gases siderúrgicos residuales durante el periodo analizado.....	39
Ilustración 11: Requerimientos de vapor del proceso siderúrgico	39
Ilustración 12: Precio del mercado eléctrico	40
Ilustración 13: Descripción de los pasos del método	42
Ilustración 14: Disponibilidad de los gases siderúrgicos	45
Ilustración 15: Demanda de vapor del proceso	46
Ilustración 16: Precio del mercado eléctrica	46
Ilustración 17: Impacto del cambio climático en Kg de CO ₂ equivalente.....	47
Ilustración 18: Agotamiento del ozono en Kg CFC-11 equivalente.....	48
Ilustración 19: Impacto de las radiaciones ionizantes en kBq U235 equivalente	48
Ilustración 20: Impacto de la toxicidad en humanos en kg 1,4 de diclorobenceno equivalente	49
Ilustración 21: Agotamiento de recursos fósiles en kg de petróleo equivalente.....	49
Ilustración 22; End-points de los cinco escenarios.....	51
Ilustración 23: Escenario base y optimizado de la distribución de LDG para la producción de energía eléctrica	53
Ilustración 24: Escenario base y optimizado de la distribución de LDG para la producción de energía térmica.....	53
Ilustración 25: Escenario base y optimizado de la distribución de COG para la producción de energía térmica.....	54
Ilustración 26: Escenario base y optimizado de la distribución de NG para la producción de energía térmica.....	54
Ilustración 27: Escenario base y optimizado V _{LDG} en el gasómetro.....	55
Ilustración 28: Escenario base motor, quemador y caldera ON/OFF.....	55
Ilustración 29: Escenario optimizado motor, quemador y caldera ON/OFF	56
Ilustración 30: Desglose comparativo de los beneficios de ambos escenarios	56
Ilustración 31: Soluciones del frente de Pareto obtenidas con el método restricción ϵ	59
Ilustración 32: Beneficio y emisiones de CO ₂ con restricción ϵ en el periodo considerado	60



Ilustración 33: Distribución del LDG térmico y emisiones de CO₂ con restricción ε en el periodo considerado..... 62

Ilustración 34: Distribución del LDG eléctrico y emisiones de CO₂ con restricción ε en el periodo considerado..... 62

Ilustración 35: Distribución del COG térmico y emisiones de CO₂ con restricción ε en el periodo considerado..... 63

Ilustración 36: Distribución de gases en un caso base 64

Ilustración 37: Disminución de las emisiones de CO₂ durante el periodo analizado..... 65

Ilustración 38: Aumento de los beneficios durante el periodo analizado 65

Ilustración 39: Análisis de sensibilidad de la restricción de CO₂ y los precios de CO₂..... 67



Índice de Tablas

Tabla 1: Composición media del gas de coque y del gas de convertidor.....	21
Tabla 2: Principales propiedades de los gases empleados en el SGCP	22
Tabla 3: Eficiencia y características de cada uno de los equipos	24
Tabla 4: Descripción de los escenarios considerados para el estudio	28
Tabla 5: Datos del inventario para la producción de 1 MWh de energía térmica para los diferentes escenarios	31
Tabla 6: Impactos en el punto medio	32
Tabla 7: Parámetros de capacidad del gasómetro	37
Tabla 8: Eficiencia de cada tipo de equipo	37
Tabla 9: Rangos de consumo de las calderas	37
Tabla 10: Rangos de consumo de los motores eléctricos	37
Tabla 11: Poderes caloríficos y factores de emisión de los gases combustibles.....	38
Tabla 12: Ingresos por la producción de vapor	38
Tabla 13: Costes por la compra de los gases e ingresos venta de vapor	44
Tabla 14: Valor de penalización para la función objetivo	44
Tabla 15: Restricciones de caudal por consumidor	45
Tabla 16: Análisis de sensibilidad del precio del CO ₂ y del nivel del gasómetro.....	57
Tabla 17: Análisis de sensibilidad del precio del CO ₂ y el precio de la energía térmica	58
Tabla 18: Análisis de sensibilidad de los parámetros de restricción de CO ₂ y el precio del CO ₂	66



GLOSARIO

	Ingles	Español
C_{FUELS}	Fuels costs (€)	Costes de combustibles (€)
C_{CO_2}	Emissions CO_2 costs (€)	Costes de emisiones CO_2 (€)
C_{MTE}	Maintenance costs (€)	Costes de mantenimiento (€)
D_{TE}	Demanded thermic energy (t)	Demanda de energía térmica (t)
F_{LDG}	LDG flow (Nm^3/h)	Caudal LDG (Nm^3/h)
H_{LDG}	Heat value of LDG (KJ/Nm^3)	Poder calorífico LDG (KJ/Nm^3)
H_{COG}	Heat value of COG (KJ/Nm^3)	Poder calorífico COG (KJ/Nm^3)
H_{NG}	Heat value of NG (KJ/Nm^3)	Poder calorífico NG (KJ/Nm^3)
L_{LDG}	Gasometer level (Nm^3)	Nivel gasómetro (Nm^3)
P_{POOL}	Electricity market price (€/MW)	Precio mercado eléctrico (€/MW)
α	Burner penalty for stop (€)	Coste parada quemador (€)
β	Engine penalty for stop	Coste parada motor (€)
Q_{COG}	Allocated amount of COG (Nm^3/h)	Caudal asignado COG (Nm^3/h)
Q_{LDG}	Allocated amount of LDG (Nm^3/h)	Caudal asignado LDG (Nm^3/h)
Q_{NG}	Allocated amount of NG (Nm^3/h)	Caudal asignado NG (Nm^3/h)
P_{TE}	Electric energy price (€/h)	Precio energía eléctrica (€/h)
P_{TE}	Thermal energy price (€/h)	Precio energía térmica (€/h)
P_{LDG}	LDG price (€/Nm ³)	Precio LDG (€/Nm ³)
P_{COG}	GOG price (€/Nm ³)	Precio COG (€/Nm ³)
P_{NG}	NG price (€/Nm ³)	Precio NG (€/Nm ³)
P_{CO_2}	CO_2 price (€/Tn)	Precio CO_2 (€/Tn)
PR_{EE}	Electric power production (MW)	Producción energía eléctrica (MW)
PR_{TE}	Thermal energy production (t)	Producción energía térmica (t)



R	Revenue (€)	Ingresos (€)
R _{EE}	Electric power revenue (€)	Ingresos energía eléctrica (€)
R _{TE}	Thermal energy revenue (€)	Ingresos energía térmica (€)
stock _{LDG}	Stocked LDG in the gasholder (Nm ³)	Stockage LDG gasómetro (Nm ³)
μ _{LDG}	Emission factor LDG (Tn/GJ)	Factor emisión LDG (Tn/GJ)
μ _{COG}	Emission factor COG (Tn/GJ)	Factor emisión COG (Tn/GJ)
μ _{NG}	Emission factor NG (Tn/GJ)	Factor emisión NG (Tn/GJ)
V _{LDG_MIN}	Min LDG gasholder threshold (Nm ³)	Límite inferior gasómetro LDG (Nm ³)
V _{LDG_MAX}	Max. LDG gasholder threshold (Nm ³)	Límite superior gasómetro LDG (Nm ³)
Subíndices		
LDG	Linz–Donawitz gas	Gas de acería
COG	Coke oven gas	Gas de coque
NG	Natural gas	Gas natural
POOL	Daily electricity market	Mercado diario eléctrico
STEAM	Steam	Vapor
EE	Electric energy	Energía eléctrica
TE	Thermal energy	Energía térmica



RESUMEN

El incremento del uso de las plantas de cogeneración para suministro de la energía está logrando una considerable contribución hacia un uso más eficiente de los recursos energéticos, sin embargo existen oportunidades de mejora para optimizar su rendimiento, no sólo desde un punto de vista meramente económico sino también considerando aspectos de sostenibilidad.

Mediante el proceso de cogeneración, la energía primaria contenida en un combustible se introduce en un motor térmico, generándose energía mecánica que puede ser posteriormente transformada en energía eléctrica mediante un alternador. Como consecuencia de esta conversión energética se producen una serie de pérdidas (de calor por radiación, rozamiento, etc.) y calores residuales en forma de fluidos calientes (gases de escape, fluidos refrigerantes, etc.), dependiendo del sistema. Los sistemas de cogeneración se basan en aprovechar la mayor parte posible de dichos calores residuales, ya que constituyen un foco o fuente de energía térmica que puede ser directamente aprovechado en procesos industriales o indirectamente mediante cambiadores de calor para producir vapor o agua caliente para necesidades industriales o en el sector terciario. Este sistema de generación conjunta de energía térmica y eléctrica reduce notablemente la factura energética de las empresas y mejora el proceso productivo.

Las instalaciones de cogeneración han evolucionado a sistemas que permiten trabajar con distintos combustibles (biomasa, combustibles fósiles, gases, ...). Los nuevos sistemas buscan que se pueda operar con diferentes combustibles en función de la disponibilidad, calidad y precio en cada momento. Cada combustible tiene unos costes asociados, presenta unas propiedades caloríficas determinadas y tiene unas implicaciones operacionales y medioambientales específicas. Se buscan sistemas de cogeneración que permitan versatilidad en la mezcla con la finalidad de optimizarlas cumpliendo los requisitos operacionales, ambientales y económicos. La toma de decisiones del tipo de combustible a emplear en cada momento es por lo tanto un problema de decisión multicriterio, dependiente no solo de las condiciones actuales, sino también de las previstas.

Una de las variables que más influyen en la rentabilidad de estas instalaciones es la retribución por la venta de electricidad. Desde las últimas modificaciones legislativas introducidas en 2013, las plantas de energías renovables y cogeneración venden su electricidad al sistema eléctrico, con precios que varían cada hora, el denominado “pool-eléctrico”. El nuevo marco regulatorio supone importantes retos para este tipo de instalaciones, en el que las plantas dejan de funcionar bajo un régimen de funcionamiento basado en una tarifa fija, para pasar a operar en el mercado eléctrico, cada vez más



volátil. Dicha volatilidad puede provocar que el modo de funcionamiento de la planta no se adapte a las necesidades del proceso fabril. Es preciso por lo tanto realizar correctas evaluaciones del mercado, así como de disponer de herramientas de previsión, a fin de optimizar el funcionamiento de las plantas.

Las plantas de cogeneración convierten la energía primaria mucho más eficazmente y con menos perjuicio para el entorno. Aparte de las razones económicas, ésta es la razón por la que los aspectos medioambientales son decisivos para el uso de las plantas de cogeneración:

- Reducción del nivel total de contaminación al consumirse menos combustible.
- Disminución del consumo de energía primaria, debido al mayor rendimiento energético.
- Mayor cercanía a los puntos de consumo originando menores pérdidas en la red de distribución eléctrica.

Sin lugar a duda el acero es un material esencial para las sociedades desarrolladas y presente de una manera abrumadora en nuestra vida cotidiana, sin embargo, lleva asociados importantes impactos ambientales, por lo que se hace indispensable la búsqueda de la eficiencia en el uso de materias primas, agua y energía, así como la reducción de las emisiones y la valorización de los residuos que nos permitan avanzar hacia un desarrollo más sostenible. En el campo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la valorización de los gases siderúrgicos que se producen de una manera continua e inevitable para su aprovechamiento energético no ofrece ninguna duda. Dentro de este punto y dada la preocupación actual por el medioambiente resulta obligatorio analizar los principales puntos generadores de impacto ambiental que permitan desarrollar alternativas más sostenibles. Una vez localizada una posible solución se procede a aplicar una herramienta de evaluación de impacto ambiental que permita conocer si las acciones propuestas redundan en una mejora ambiental, o por el contrario, tan sólo desplazan los impactos de una etapa a otra del proceso.

A la vista de lo anterior nos lleva a la necesidad de mejorar los sistemas de planificación de operación de este tipo de instalaciones teniendo en cuenta los múltiples criterios que en ellos intervienen (operacional, económico y medioambiental) y considerando además la combinación óptima de combustibles en cada momento, teniendo en cuenta las condiciones actuales y las previstas. El estudio que se ha llevado a cabo implica dos líneas de trabajo. Por un lado la parte de optimización multicriterio y por otro lado la parte de evaluación de los aspectos ambientales. De manera más concreta para la parte multicriterio se piensa que las características del problema hacen inaplicables las técnicas tradicionales de optimización, siendo necesario recurrir a las técnicas algorítmicas



evolutivas y a los sistemas de ayuda a la toma de decisiones. Para la parte medioambiental se empleará la Metodología del Análisis del Ciclo de Vida mediante la cual evaluaré las cargas medioambientales asociadas al proceso a través de la identificación de las materias primas consumidas y de los residuos, vertidos y emisiones generadas.

Desde el punto de vista medioambiental los resultados obtenidos mediante el aprovechamiento en una planta de cogeneración suponen una mejora de más de 100 puntos en el impacto global siguiendo el método ReCiPe de los indicadores *end-points*, en el mejor de los casos se pueden ahorrar 169,42 Nm³/MWh de gas natural con la consiguiente reducción de los recursos naturales y el agotamiento del ozono. En lo que respecta a la perspectiva económica, el modelo desarrollado a partir de los datos reales del proceso genera unos beneficios de 16,9% sobre la situación actual en la que la asignación de los gases es realizada directamente bajo el criterio de los operadores de planta. El modelo propuesto no es solamente útil, para la toma de decisiones diarias en la operación de la planta, sino también como una herramienta para simular diferentes escenarios de diseño. Por último, el enfoque mutiobjetivo que combina las dos vertientes, medioambiental y económica nos muestra un instrumento muy valioso para priorizar el consumo de combustibles menos contaminantes, a la vez que se optimiza el almacenamiento de los combustibles según el precio horario del mercado eléctrico. Mediante la aplicación de este método, las emisiones de CO₂ disminuyen más de un 3% y los beneficios aumentan hasta un 14,8% en comparación con las condiciones normales de operación.



ABSTRACT

Increased use of co-generation plants to supply power has made a considerable contribution to a more efficient use of energy resources. However, there are improvement opportunities to optimise their performance, not only from a merely economic perspective, but also considering sustainability aspects.

During the cogeneration process, the primary energy contained in a fuel is introduced into a heat engine, generating mechanical energy that can be subsequently converted into electricity using an alternator. This energy conversion leads to a series of losses (heat by radiation, friction, etc.) and residual heat in the form of hot fluids (exhaust gases, cooling fluids, etc.), depending on the system. Cogeneration systems are based on harnessing as much of that residual heat as possible, as it is a point or source of thermal energy that may be directly used in industrial processes or indirectly by means of heat exchangers to produce steam or hot water for industrial needs or in the tertiary sector. This joint thermal energy and electricity generation system significantly reduces companies' energy bill and improves their production process.

Cogeneration facilities have evolved to be systems that can be run with different fuels (biomass, fossil fuels, gases, etc.). The aim for the new systems is that they can operate using different fuels according to the availability, quality and price at the time. Each fuel has associated costs, given calorific values and specific environmental and operational implications. The search is for cogeneration systems that allow versatility in the mix in order to optimise them while meeting economic, environmental and operational requirements. Decision-making about the type of fuel to be used at any time is therefore a multi-criteria decision problem, depending not only on current, but also anticipated conditions.

One of the variables that most affects the profitability of these facilities is the return from the sale of electricity. Since the last legislative changes introduced in 2013, cogeneration and renewable energy plants sell their electricity to the electricity systems, with prices that vary hourly, and known as the electricity pool. The new regulatory framework sets important challenges for this type of facilities, where the plants no longer operate in a regime based on a fixed tariff and move to the ever more volatile electricity market. That volatility may mean that the plant's operating mode does not adapt to the needs of the industrial process. Correct market assessments are therefore needed, along with forecasting tools, in order to optimise the operating of the plants.

Cogeneration plants convert primary energy much more efficiently and are far less harmful to the environment. Apart from economic considerations, this is the reason why



environmental aspects are decisive for the use for the use of cogeneration plants, including:

- Reducing the total pollution level as less fuel is used.
- Drop in primary energy consumption, due to greater fuel efficiency.
- Greater proximity to consumption points leading to lower losses in the electricity distribution grid.

There is no denying that steel is an essential material for developed societies and is overwhelming present in our daily life. However, there are significant environmental impacts associated to steel, and it is therefore essential to search for efficiency in the use of raw materials, water and energy, along with reducing emissions and waste-to-energy that allows us to advance towards more sustainable development. As regards reducing greenhouse gas emissions, it is clear that the gases constantly and inevitably produced in the steel-making process should be harnessed for waste-to-energy. In that regard and given the current concern about the environment, the main environmental impact generators must be analysed in order to develop more sustainable alternatives. Once a possible solution has been pinpointed, an environmental impact assessment tool is applied in order to establish if the proposed actions lead to environmental improvement or, on the contrary, just shift the impacts from one stage to another of the process.

In light of the above, the operation planning systems of this type of facilities need to be improved, taking into account the many criteria (operational, economic and environmental) intervening in them. The optimum combination of fuels at any given moment must also be considered and taking current and forecast conditions into account. The study highlights two lines of work: on the one hand, the multicriteria optimisation and, on the other hand, the assessment of the environmental aspects. More specifically as regards the multicriteria aspect, the characteristics of the problem are thought to render the traditional optimisation techniques inapplicable and it is necessary to resort to evolutive algorithm techniques and to the systems to help with the decision making. The Life Cycle Assessment Methodology will be used for the environmental part. The environmental loads associated to the process will thus be assessed by means of identifying the raw material consumed and the waste, landfill and emissions generated.

From the environmental point of view, the results obtained by harnessing a cogeneration plan improve the global impact by over 100 points. In the best of cases, 169.42 Nm³/MWh of natural gas can be saved, meaning fewer natural resources are used and less ozone depletion. With respect to the economic perspective, the model developed using the real process data generates profits of 16.9% compared to the current situation when the gas is



allocated directly according to the plant operators' criterion. The proposed model is not only useful for the daily decision-making in the operating of the plant, but also as a tool to simulate different design scenarios. Finally, the multi-objective approach combining both the economic and environmental aspects is seen to be a very valuable instrument to prioritise the use of less polluting fuels, while optimising fuel storage according to the hourly price of the electricity market. By applying this method, CO₂ emissions drop by over 3% and profits increase by up to 14.8% compared to normal operating conditions.



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer el apoyo de todo el equipo del Área de Proyectos de Ingeniería de la Universidad de Oviedo, en particular quisiera reconocer la colaboración de mis coautoras Rocío Luiña y Marina Díez, y especialmente a mi tutor Vicente Rodríguez, por su cercanía, su infinita paciencia y su visión para afrontar los diferentes problemas que nos hemos ido encontrando durante el desarrollo de la tesis.

Ha sido también fundamental la colaboración, información y soporte prestado por EDP, compañía de la cual formo parte desde hace años, y más concretamente por permitirme encuadrar esta investigación dentro del Programa de Apoyo a Doctorandos impulsado por el Departamento de Innovación.

Por último, dar las gracias a mis padres, Salome y Jose Manuel, a mi hermano David, por su ánimo y apoyo, pero sobre todo quiero reconocer a quienes más han padecido mi entrega e implicación para sacar adelante esta tesis durante los últimos seis años: Paz, Claudia y Martin.



1. INTRODUCCION

1.1. Antecedentes y justificación

La cogeneración es una tecnología de futuro, con un enorme potencial de mejora medioambiental con la búsqueda de nuevos combustibles más “verdes” y evitando de esta manera el consumo de combustibles fósiles para alcanzar en 2050 un escenario libre de emisiones de carbono. Todo ello, sin perder la alta eficiencia que le caracteriza superior al 80%-90%, y aportando flexibilidad en almacenamiento térmico y gestionable mediante redes inteligentes. Los cambios a combustibles renovables, como los gases de síntesis, biogás o el H₂ no implican necesariamente el cambio de equipos principales, que se puede reevaluar en una etapa de reingeniería posterior cuando el mercado esté más maduro y otras tecnologías, como las pilas de combustible y la captura de carbono, se hayan desarrollado. Dentro de este contexto un caso de aplicación importante son las instalaciones que aprovechan los gases siderúrgicos. Durante el proceso siderúrgico integral se producen de una manera inevitable y continua una serie de gases siderúrgicos. Desde hace muchos años la existencia de dichos gases supone una gran fuente de polémica entre ayuntamientos, grupos ecologistas, asociaciones de trabajadores, vecinos, etc., debido al elevado impacto ambiental originado al quemar dichos gases en las antorchas cuando estos no pueden ser aprovechados o almacenados en sus respectivos gasómetros. Muchos los consideran como un foco de contaminación con efectos muy graves sobre el medio ambiente, mientras que otros los consideran asumibles debido a factores como la gran cantidad de mano de obra que emplean o al peligro a deslocalizaciones de estas multinacionales siderúrgicas hacia otros países con menor sensibilidad ambiental.

Estos gases además de las implicaciones medioambientales presentan una serie de complejidades desde el punto de vista técnico, como por ejemplo, elevada toxicidad, baja presión y disponibilidad muy variable y dependiente de factores muy diversos (disponibilidad de materias primas, planificaciones de fabricación de productos, averías de máquinas, paradas por mantenimiento ...), todo ello hace que las restricciones en su consumo sean muy habituales.

En el presente trabajo se plantea la valorización energética de estos gases residuales mediante la aplicación de tecnologías de cogeneración. De esta forma, los gases siderúrgicos no son emitidos directamente a la atmosfera, sino que son reutilizados vía aprovechamiento térmico, generación de vapor y/o de energía eléctrica, consiguiendo una más que importante reducción de los consumos de recursos naturales como el gas



natural (NG) o el carbón, muy a tener en cuenta en un sector tan intensivo en el consumo energético como el siderúrgico.

La finalidad principal de esta investigación es optimizar la operación de un proceso industrial, concretamente una Planta de Cogeneración Siderúrgica, con el fin de obtener la distribución de gases más interesante para los diferentes equipos que conforman la planta desde tres vertientes;

- Ambiental: consiste en la búsqueda de puntos de funcionamiento más sostenibles con el objetivo de minimizar los posibles impactos asociados al proceso. Es una cuestión muy importante para desarrollar sobre todo en previsión de tiempos futuros con unos requisitos ambientales cada vez más exigentes.
- Económica: desde la entrada en vigor del Real Decreto 9 del 12 Julio del 2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, en cual dichas plantas dejan de funcionar bajo un régimen basado en una tarifa fija para pasar a operar en el mercado eléctrico (pool). En este contexto cobra especial relevancia optimizar el aprovechamiento y distribución los gases siderúrgicos para maximizar el resultado operativo en función del pool.
- Multiobjetivo: sería la combinación de los dos anteriores buscando puntos de funcionamiento óptimos en los que se obtenga un equilibrio entre la sostenibilidad medioambiental y la viabilidad económica de la planta.

1.2. Estructura de la Memoria

Esta tesis se ha elaborado como compendio de publicaciones y por tanto contiene tres artículos científicos publicados de acuerdo a los requerimientos establecidos Reglamento de los Estudios de Doctorado de Universidad de Oviedo. Estos artículos presentan los contenidos y cuestiones más significativas de la presente investigación.

La memoria de la tesis se ha estructurado con los siguientes apartados:

1. Introducción
2. Objetivos
3. Descripción del Proceso



4. Desarrollo y Metodología de los Trabajos
5. Discusión de los Resultados
6. Conclusiones y Líneas de Futuro
7. Trabajos de Investigación
8. Bibliografía

La presente tesis ha sido realizada como compendio de artículos científicos publicados en revistas o medios incluidos en Science Citation Index (SCI). La elaboración de esta memoria se ha elaborado de acuerdo a lo establecido en el artículo 28 del Reglamento de los Estudios de Doctorado de Universidad de Oviedo (BOPA nº 185 del 9 de Agosto de 2018). Este documento se ha organizado como sigue: el Apartado 1 recoge la Introducción, en la cual se explican los Antecedentes y la Justificación que argumentan los motivos del trabajo realizado. También se expone la Estructura de la Memoria, así como se detallan las publicaciones efectuadas durante el desarrollo de la investigación. En el Apartado 2 se definen los Objetivos. En el Apartado 3 se presenta la Descripción del Proceso y en particular del Caso de estudio. El Apartado 4 se divide en tres subapartados para describir la Metodología aplicada a cada uno de los artículos que componen la tesis. Apartado 5 corresponde la Discusión de los Resultados. En el Apartado 6 se definen las Conclusiones obtenidas y también se muestran las posibles Líneas de Futuro dentro de la temática de esta Tesis. En el Apartado 7 se recogen íntegramente los tres Trabajos de Investigación y se adjunta Informe de Factor de Impacto de cada una de las publicaciones. El Apartado 8 incluye toda la Bibliografía empleada.

Por mantener la línea establecida en los trabajos de Investigación publicados se mantiene el criterio de expresar en inglés los nombres, denominaciones, tablas e ilustraciones que forman parte de la tesis. El Glosario incluido al inicio de esta tesis muestra las equivalencias Inglés – Español de las de los términos expresados en inglés.

1.3. Publicaciones realizadas durante el desarrollo de la tesis

Las publicaciones se muestran en el Apéndice A y se describen por orden cronológico a continuación:

1. Garcia Garcia, S., Rodriguez Montequin, V., Luiña Fernandez, R. y Ortega Fernandez, F. Evaluation of the synergies in cogeneration with steel waste gases based on Life Cycle Assessment: A combined coke oven and steelmaking gas case study. *Journal of Cleaner Production* 2019, 217, 576 – 583.



2. García García, S., Rodríguez Montequín, V., Morán Palacios, H. y Mones Bayo, A. A Mixed Integer Linear Programming Model for the Optimization of Steel Waste Gases in Cogeneration: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study. *Energies* 2020, 13 (15) 3781; <https://doi.org/10.3390/en13153781>

3. García García, S., Rodríguez Montequín, V., Diaz Piloñeta, M. y Torno Lougedo, S. Multi-Objective Optimization of Steel Off-Gas in Cogeneration Using the ϵ -Constraint Method: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study. *Energies* 2021, 14 (10) 2741; <https://doi.org/10.3390/en14102741>



2. OBJETIVOS

El objetivo principal de la tesis es la obtención de un modelo para este tipo de instalaciones que sirva como sistema de ayuda a la toma de decisiones para optimizar la operación de las plantas de cogeneración que emplean varios combustibles atendiendo a criterios operacionales, económicos y medioambientales teniendo en cuenta tanto las condiciones actuales como las previsiones, empleando para ello técnicas de optimización. Los aspectos ambientales serán evaluados basándose en la metodología del Análisis de Ciclo de Vida. Para la obtención de este objetivo general, se han establecido los siguientes objetivos específicos:

- Distribución gases más interesante en tiempo real.
- Maximización ventas de energía eléctrica (E_{ELEC}) o energía térmica (E_{TER}) según precio pool.
- Definir estrategias consumo según las preferencias establecidas.
- Minimización de las emisiones de CO_2 .
- Minimización de pérdidas de LDG quemadas en antorcha.
- Minimización de paradas de motores y con ello de los gastos de operación y mantenimiento (O&M).
- Estandarización de la operación del proceso para todos los equipos de trabajo.

Dentro de la investigación resulta relevante detallar aspectos novedosos y diferenciadores con respecto a trabajos anteriores como los siguientes:

- Planta única y con una configuración singular, formado por motores + generadores de vapor, al contrario que las plantas convencionales formado por generador de vapor + turbina.
- Gases especiales y complejos: bajo poder calorífico inferior PCI, baja presión, altamente tóxicos, todo ello dificulta y limita las posibilidades de valorización.
- Planificación a muy corto plazo (2-3 horas) debido a la escasa capacidad de almacenaje del gasómetro.
- Metodología multicriterio apenas desarrollada en combustibles con disponibilidad discontinua e intermitente en la gestión de plantas de cogeneración.
- Extrapolable a otros recursos energéticos con posibilidad de almacenamiento, como por ejemplo aprovechamientos hidroeléctricos reversibles o energía fotovoltaica con baterías, en ambos casos la modelo sería el mismo y solamente cambiarían las restricciones.



3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

3.1. Caso de estudio

El presente estudio se centra en la única factoría siderúrgica integral ubicada en España, que incluye todo el proceso completo desde la descarga y preparación de las materias primas hasta la fabricación de coque y acero. Tiene una capacidad de producción anual de más de 5 millones de toneladas de acero, produce productos planos (bobinas en caliente, decapados, galvanizados, prepintados, hojalata y chapas gruesas) y productos largos (raíles, perfiles y alambrón). Además de lo anterior, durante el proceso de producción integral de acero se producen de forma continua y forzosa los siguientes gases:

- Gas de coque (COG): El coque utilizado en los altos hornos se fabrica mediante pirólisis de carbones de una calidad especial en unos hornos denominados baterías de coque. Durante esta pirólisis, en la parte superior del horno, se obtiene un gas con mayor contenido de H_2 ($> 50\%$), así como CH_4 y otros gases inertes [1]. Se caracteriza por tener un poder calorífico importante (unas $4.000 \text{ kcal / Nm}^3$), algo menos de la mitad del poder calorífico del gas natural (NG), un contenido considerable de sustancias potencialmente contaminantes (SH_2 , NH_3 , ...) y abundantes aceites pesados de origen orgánico, cuya valorización energética es difícil.

- Gas de convertidor (LDG): el arrabio obtenido en los altos hornos se envía a un convertidor tipo LD (Linz-Donawitz), donde una parte del carbono se oxida formando CO , que a su vez se oxida a otros carbonatos formando CO_2 para obtener un acero de la máxima calidad [1]. Como resultado de la reacción entre el oxígeno inyectado al convertidor LD y el carbono, el arrabio desprende un gas que tiene un poder calorífico bajo (alrededor de $2.100 \text{ kcal / Nm}_3$, entre una cuarta y una quinta parte del NG y es bastante limpio, pero debido a su alto contenido en CO , es altamente tóxico.

El gas de horno alto (BFG), son los gases recuperados en el alto horno, los cuales se generan durante el proceso de obtención del arrabio, en el que se produce la reducción del mineral de hierro (óxido de hierro) al entrar en contacto con el carbono en forma de coque siderúrgico. Este gas en la actualidad no está siendo procesado en el proceso de cogeneración con gases siderúrgicos (SGCP). El gas tiene un poder calorífico muy bajo de alrededor de 900 kcal / Nm_3 , sobre la décima parte del NG, que por sí solo no suele ser lo suficientemente alto para la combustión en un motor de gas.



Las composiciones promedio de ambos gases se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Composición media del gas de coque y del gas de convertidor. Fuente (Registro Español de Emisiones y Fuentes Contaminantes, 2005)

	Unidades	Gas Coke	Gas Acería
CO	%	5,44	68,21
H ₂	%	58,14	1,05
CH ₄	%	24,36	0,02
C ₂ H ₆	%	0,61	-
N ₂	%	5,57	12,95
O ₂	%	0,45	0,6
CO ₂	%	1,38	13,42
H ₂ O (VAP)	%	2,21	3,75
Density	Kg/Nm ³	0,434	1,3242
PCI	Kcal/Nm ³	3.988	2.099

El caso de estudio se trata de una planta de cogeneración que produce electricidad y vapor a partir de la valorización energética de gases siderúrgicos residuales. Combina la tecnología de cogeneración en ciclo simple con motores especialmente adaptados para su funcionamiento con LDG, y generación de vapor en calderas que consumen principalmente GOC, LDG y NG en situaciones de ausencia de gases siderúrgicos para la producción de la energía térmica requerida por el proceso [2]. La Ilustración 1 muestra el Diagrama de proceso y la Tabla 2 muestra las propiedades energéticas de los tres gases estudiados.

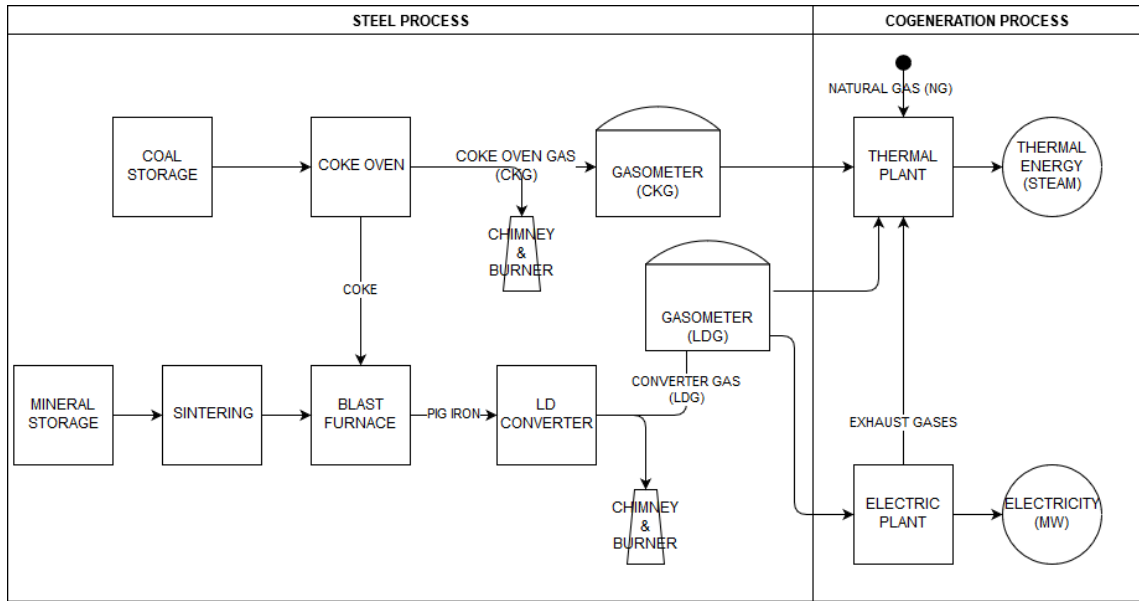


Ilustración 1: Diagrama de proceso de valorización de gases siderúrgicos, obtenida de [3]

Tabla 2: Principales propiedades de los gases empleados en el SGCP

Propiedades	Gas Coke	Gas Acería	Gas Natural
Cantidad de combustible consumido (m ³ /MWh)	72,97	358,14	48,60
Poder Calorífico (kJ/Nm ³)	16,685	8,782	36,123
Energía Contenida (GJ)	1,22	3,15	1,76
CO ₂ Factor Emisión (kg CO ₂ /GJ)	42,32	185,47	55,83
Factor Oxidación (kg CO ₂ /GJ)	1	1	1
SO ₂ Factor Emisión (g SO ₂ /GJ)	315	0	0
NO _x Factor Emisión (g NO _x /GJ)	90	85	62

La energía térmica requerida por la factoría siderúrgica, aproximadamente 90 toneladas/h, es suministrada por tres calderas convencionales tipo FDU-3527 dotadas con un quemador multicombustible (COG, LDG o NG) con una producción de vapor de 35 toneladas/h y una potencia nominal de 27 MW, y una caldera de recuperación tipo GV-201 con una producción de vapor de 20 toneladas/h y una potencia nominal de 11 MW. Las calderas incluyen un economizador, un vaporizador y un recalentador, así como una chimenea para la evacuación de los gases de escape y un by-pass en el economizador para controlar temperatura de los humos y evitar condensaciones de azufre indeseadas. La temperatura del valor sobrecalentado es de 300°C controlado mediante un sistema de



aterperación y una presión de salida 1,9 MPa. La planta de tratamiento de agua consta de cuatro líneas de osmosis inversa que proporcionan el agua de alimentación a las calderas, y dos líneas de electrodesionización que suministran el agua necesaria para los atemperadores. La calidad del agua es la requerida por el fabricante de las calderas, disponiendo de sistemas de dosificación y control químicos para conseguir un acondicionamiento óptimo.



Ilustración 2: Vista general Planta Térmica

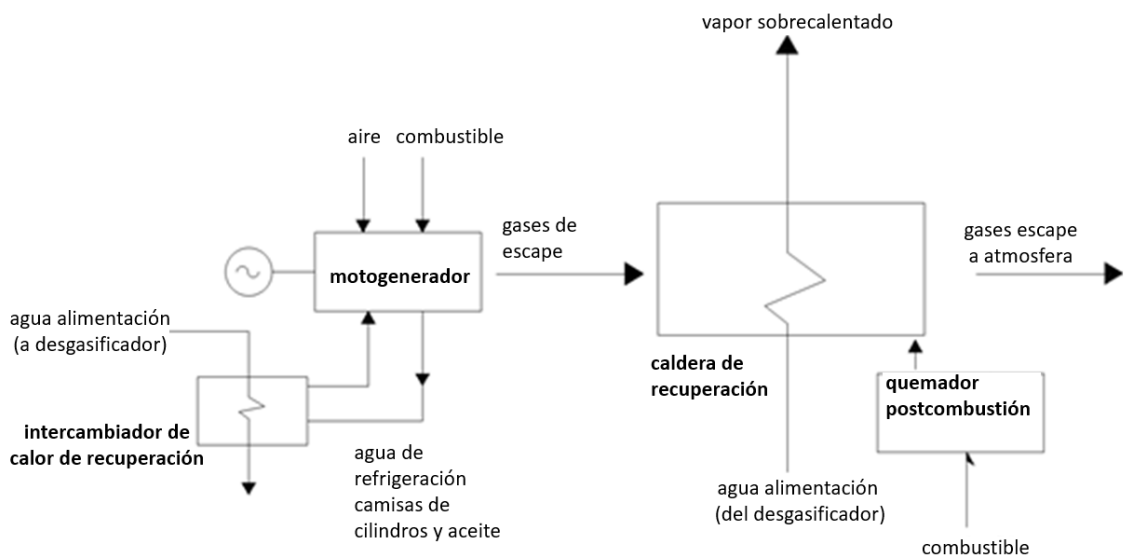


Ilustración 3: Principales aprovechamientos térmicos del proceso



Tabla 3: Eficiencia y características de cada uno de los equipos

Equipo	Unidades	Año arranque	Modelo	Potencia Nominal (MW)	Rendimiento
Calderas	3	2004	FDU-3527	27	92%
Motogeneradores	12	2004	JMS 620 GS-S/NL	1,7	35,5%

En lo que respecta a la energía eléctrica, 12 grupos motogeneradores proporcionan una potencia eléctrica neta total de 20.400 kW, simultáneamente sus gases de escape se recuperan para la generación de vapor. Son grupos modulares compactos, integrados por el motor, alternador y los sistemas auxiliares de combustible, refrigeración, lubricación y arranque. Los motogeneradores están especialmente diseñados para trabajar con LDG, son del tipo cuatro tiempos con turboalimentación, y una combustión de mezcla pobre regulada electrónicamente.



Ilustración 4: Vista general Planta Eléctrica



Ilustración 5: Vista grupo motogenerador



Ilustración 6; Transformador principal 10.5 a 132 kV

El tratamiento de los gases de escape en la chimenea es convencional y similar al desarrollado en procesos de cogeneración. Como hemos comentado anteriormente, las emisiones de SO_2 son originadas por la combustión de COG, pero en valores muy bajos, de tal forma que la tecnología de desulfuración no es necesaria. De esta manera los gases de escape son expulsados por la chimenea a una temperatura mínima de 135°C con el objetivo de evitar la condensación, ya que este combustible al contener trazas de azufre es muy perjudicial, porque una vez quemado forma óxidos de azufre que combinados con el vapor de agua condensado resultante de la combustión, puede formar ácido sulfúrico



que es muy dañino y corrosivo para la conservación de la caldera. Las emisiones de NO_x están determinadas por la temperatura de la llama, el tiempo de residencia de los gases en la zona de combustión y la concentración de oxígeno, pero como en el caso del SO_2 se encuentran por debajo de los valores límite y por el momento no requieren de la aplicación de técnicas de desnitrificación.

El COG sobrante no consumido en SCGP se emplea en otras instalaciones de la factoría siderúrgica, como para el calentamiento de las propias baterías de coque o en los hornos del tren de bandas en caliente y finalmente se queman en la antorcha cuando no resulta posible su recuperación. El LDG que no es aprovechado directamente en el SGCP se quema directamente en la antorcha. Esta cuestión supone uno de los aspectos más relevantes, ya que el enfoque sostenible consiste en minimizar el volumen de gases quemados en la antorcha.



4. DESARROLLO Y METODOLOGIA DE LOS TRABAJOS

Este apartado de la tesis está orientado a explicar el desarrollo de los trabajos de investigación y se encuentra distribuido en tres secciones que corresponden con cada uno de los artículos que constituyen la presente tesis doctoral.

La primera *sección 4.1. Evaluación Medioambiental*, detalla la primera de las publicaciones realizadas [3], expone la problemática existente en las factorías siderúrgicas, describe el estado del arte, las características principales del caso de estudio y sus objetivos. Posteriormente se desarrolla el Análisis del Ciclo de Vida para diferentes escenarios de operación del SCGP, su consiguiente evaluación medioambiental y discusión de resultados. La segunda *sección 4.2. Optimización Económica*, basada en la segunda de las publicaciones [4], en el que se introduce el proceso de cogeneración, se describe el método y la formulación matemática para construir el modelo de programación lineal entera mixta (MILP) y optimizar la distribución de gases. Luego los resultados proporcionados por el modelo se comparan con los datos reales del proceso. Por último, la *sección 4.3. Optimización Multiobjetivo* esta basada en la tercera de las publicaciones [5] la cual a partir de las dos publicaciones anteriores se amplió a un problema de optimización biobjetivo resuelto mediante el método ϵ -constraint, para encontrar el frente de Pareto que relaciona las ganancias y las emisiones de CO₂. Este enfoque multiobjetivo es un recurso muy valioso para conocer los efectos de los procesos de toma de decisiones de los gerentes de planta y su repercusión en los resultados de la planta.

4.1. Evaluación medioambiental

El principal objetivo del estudio es determinar si la valorización de los gases siderúrgicos en una planta de cogeneración representa un beneficio ambiental a pesar de sus efectos negativos, bajo poder calorífico, toxicidad y las emisiones contaminantes asociadas. Para ello se analizan todos los parámetros de funcionamiento de la planta, como los datos de producción (energía térmica y eléctrica), las emisiones de NO_x, SO₂ y CO₂, vertidos y residuos generados durante la actividad de este proceso industrial.

4.1.1 Materiales y métodos

Para llevar a cabo el cometido marcado se empleó el método del *Life Cycle Assessments* (LCA) se emplea habitualmente para comparar el desempeño ambiental de los procesos industriales mediante el análisis de los impactos ambientales generados por



dichos procesos dentro de las categorías y límites previamente definidos. El trabajo de Turconi et al. [6] que analiza 167 estudios de casos relacionados con LCA para la generación de electricidad representa un buen ejemplo de su aplicación. Y en el presente trabajo se emplea para determinar si el envío de gases siderúrgicos a una planta de cogeneración representa un beneficio ambiental, a pesar de sus características negativas.

La principal característica de esta herramienta es su enfoque holístico, es decir que se basa en la idea de que las propiedades de un sistema no pueden ser determinadas o explicadas de una manera individual solo como la suma de sus componentes, sino que el sistema completo se comporta de manera diferente que la suma de sus partes.

No existe un método único para realizar estudios de LCA. La norma ISO 14040 reconoce que las organizaciones deben tener la flexibilidad de implementar LCA de acuerdo con la aplicación prevista y sus propios requisitos. Sin embargo, se deben seguir algunos pasos, tales como: (a) definición de objetivo y alcance; (b) análisis de inventario; (c) evaluación de impacto e (d) interpretación. Los primeros tres pasos se detallan a continuación. La interpretación corresponde con el Apartado 6 de Discusión y Resultados. ReCiPe ha sido el método seleccionado para realizar el LCA y fue desarrollado por RIVM, la Universidad de Radboud, CML y Pre [7].

4.1.2 Objetivos y alcance

El objetivo es la evaluación de los impactos ambientales del aprovechamiento de los gases siderúrgicos como combustible en un proceso de cogeneración. La unidad funcional es 1 MWh de energía térmica producida y entregada a la factoría siderúrgica. La elección de esta unidad funcional se argumenta en investigaciones previas de la aplicación LCA en plantas de generación de energía como Turconi et al. [6], Parajuli et al. [8] o Adams y McManus [9]. Para la evaluación se realizó un estudio comparativo para cinco escenarios de funcionamiento anual de la planta de cogeneración (Tabla 4: Descripción de los escenarios considerados para el estudio). Cada de uno de estos escenarios se diferencian únicamente en la proporción de energía aportada por cada uno de los combustibles: gas natural y gases siderúrgicos (gas de coque y gas de acería).

Tabla 4: Descripción de los escenarios considerados para el estudio

Scenario number	Description
1	Sin SGCP, 100% de la energía suministrada proviene de gas natural y los gases siderúrgicos son quemados en la antorcha.



- 2 El SGCP produce el 25% de la energía suministrada a partir de los gases siderúrgicos, 75% proviene del gas natural.
- 3 El SGCP produce el 71.3% de la energía suministrada a partir de los gases siderúrgicos, 28.7% proviene del gas natural (corresponden con los datos reales de consumo de gases durante el año 2014).
- 4 El SGCP trabajando exclusivamente con gases siderúrgicos. Es un escenario ideal, pero inalcanzable debido a que la capacidad del gasómetro es limitada.
- 5 Existe el SGCP, pero debido a paradas técnicas en la factoría siderúrgica y la capacidad limitada de los gasómetros, no hay gases siderúrgicos disponibles, por lo que toda la energía proviene a partir de gas natural.

El escenario 3 representa el cómputo global de un año completo (2014) considerando todo tipo de situaciones reales (paradas de mantenimiento, periodos con funcionamiento con gas natural por falta de gases siderúrgicos, funcionamiento mixto con gases natural y gases siderúrgicos), por lo que constituye el escenario de referencia para la comparación. Es importante remarcar que los gases siderúrgicos no están siempre disponibles, dependen de la planificación de la producción en la acería y de la capacidad de almacenamiento del gasómetro. Los otros escenarios representan situaciones teóricas o momentos reales y se tienen en cuenta para evaluar la conveniencia de la valorización de los gases siderúrgicos. El escenario 1 evalúa el impacto ambiental de una situación hipotética en el que no existe la SGCP, y por tanto los gases siderúrgicos son quemados en antorcha sin ningún tipo de valorización y la energía térmica requerida suministrada a partir de gas natural. Los escenarios 2, 3 y 4 se diferencian en las proporciones de consumo en el SGCP de cada uno de los combustibles. Mientras que el escenario 5 representa un caso imaginario en el que no se generan gases siderúrgicos por cuestiones de mantenimiento, averías o circunstancias similares. Sin embargo, se necesita energía térmica y eléctrica por lo que debe ser producidas a partir de gas natural.

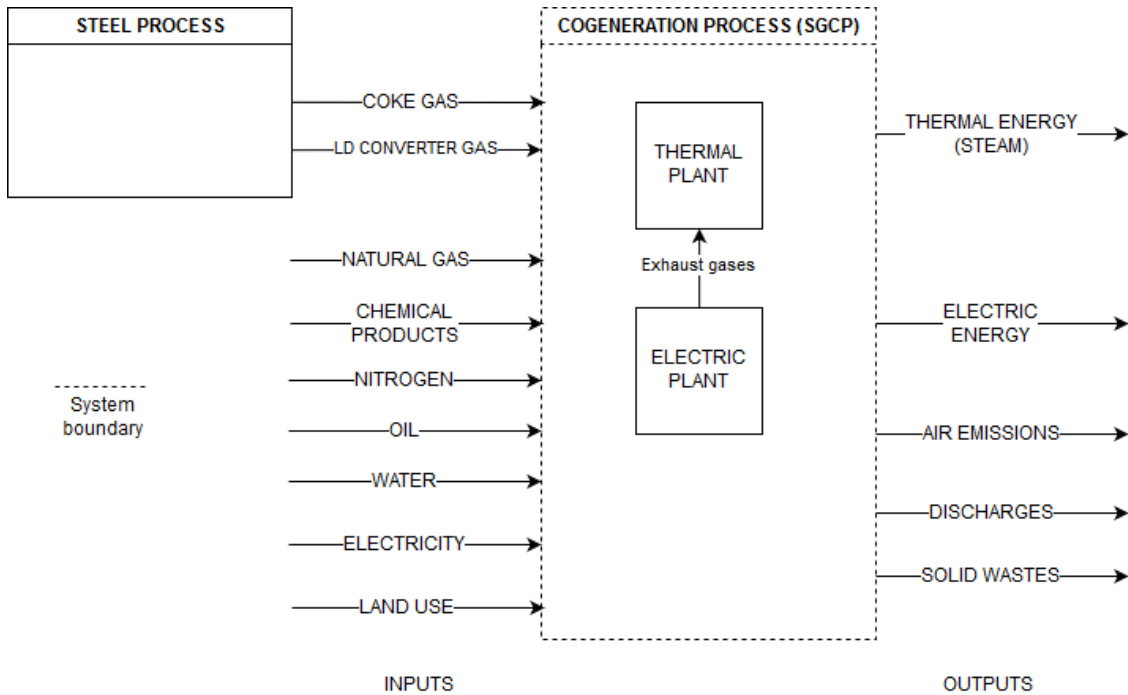


Ilustración 7: Límites del sistema del SGCP, obtenida de [3]

En el diagrama de flujo que se muestra en la Ilustración 7 se identifican las principales entradas y salidas, además de los límites del sistema que definen el alcance del estudio. Abarcan todas operaciones necesarias para la producción de energía en el SGCP, desde las materias primas hasta la obtención del producto final. No se han incluido la extracción, la preparación y el transporte del carbón y otras materias primas necesarias para la industria siderúrgica, la fabricación de productos derivados, su utilización y el final de su vida útil. El transporte interno de los combustibles y fluidos dentro la fábrica se realiza mediante una red de tuberías y se ocupa un terreno de 8.233 m². El consumo interno de electricidad es cubierto con su propia generación de energía eléctrica. La importación de energía eléctrica es necesaria solo en casos de cese del suministro de LDG.

Dado que en el proceso de cogeneración se obtienen simultáneamente dos productos, vapor y electricidad, existe un problema de asignación que se resuelve mediante sustitución, ampliando los límites del sistema siguiendo el enfoque de los impactos evitados. Por lo tanto, se puede atribuir a la electricidad como energía evitada de producir con la mezcla de fuentes convencionales del mercado eléctrico y con la consiguiente reducción de emisiones. Por ejemplo, Moras [10] empleó este método en una planta de tratamiento de biomasa.

4.1.3 Análisis del inventario



Los datos del inventario se tomaron directamente de la unidad industrial estudiada y corresponden al año 2014. Estos datos correspondientes al sistema del proceso de cogeneración analizado (extracción de materias primas, obtención de combustibles fósiles y producción de electricidad) se tomaron de la base de datos Ecoinvent v3.01 [11]. El uso de esta base de datos está muy extendido y ha sido considerada como una de las mejores bases de datos disponibles [12].

Los datos del inventario para la producción de 1 MWh de energía térmica para cada uno de los escenarios se resumen en la table 1:

Tabla 5: Datos del inventario para la producción de 1 MWh de energía térmica para los diferentes escenarios

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Flujos	Sin SGCP 100% Gas Natural	25% Gases Siderúrgicos - 75% Gas Natural	71.3% Gases Siderúrgicos - 28.7% Gas Natural	100% Gases Siderúrgicos - 0% Gas Natural	Acería parada 100% Gas Natural
Entradas					
Gas Natural (Nm ³)	169,421144	127,0335033	48,60393613	0	169,421144
Gas Coke (Nm ³)	0	25,58417927	72,97064161	102,3627819	0
Gas Acería (Nm ³)	0	125,5680235	358,1423952	502,400021	0
Energía Eléctrica importada (MW-h)	0	0,008641911	0,003042926	0,002160478	0
Nitrógeno (Nm ³)	0,00084278	0,023740331	0,06742254	0,094961323	0,00084278
Agua refrigeración (m ³)	0	0,035753259	0,101539255	0,143013035	0
Agua calderas (m ³)	1,91096834	1,910968339	1,910968339	1,910968339	1,91096834
Productos tratamiento químico agua (Kg)	0,01199124	0,011991244	0,011991244	0,011991244	0,01199124
Productos tratamiento químico refrigeración (Kg)	0	0,001798	0,005106319	0,007191999	0
Productos tratamiento químico vapor (Kg)	0,00198898	0,001988978	0,001988978	0,001988978	0,01988978
Productos químicos motores (Kg)	0	8,4176E-05	0,00023906	0,000336704	0
Aceite lubricación (Mg)	0	4,8014E-05	0,00013636	0,000192056	0
Infraestructura (m ²)	0	0,015745441	0,015745441	0,015745441	0
Salidas					
Producción eléctrica (MW-h)	0	0,063262655	0,17966594	0,25305062	0
Vertidos (m ³)	0	0,609317748	0,609317748	0,609317748	0
SO ₂ (Mg)	0,00038352	0,000134465	0,000383509	0,000537996	0
NO _x (Mg)	0,00075636	0,000416659	0,00048577	0,00052874	0,00037935
CO ₂ (Mg)	0,97654629	0,47878456	0,73288854	0,89058722	0,34168029
Residuos peligrosos (Mg)	0	0,000201939	0,000201939	0,000201939	0
Residuos no peligrosos (Mg)	0	0,000128136	0,000128136	0,000128136	0



La principal diferencia entre estos escenarios se encuentra en la cantidad de gas natural sustituido por gases siderúrgicos para producir 1 MWh de energía térmica, y las emisiones generadas en cada caso.

4.1.4 Categorías de evaluación del impacto

Los potenciales de impacto evaluados para cada uno de los escenarios están reflejados en la tabla 6, la elección de estas categorías de impacto se basa fundamentalmente en el hecho de que se ven afectadas por las sustancias detalladas en el inventario. Tras un análisis preliminar se determinó que solo el cambio climático, el agotamiento de la capa de ozono, la toxicidad humana, la radiación ionizante y el agotamiento de los recursos fósiles resultan relevantes para el estudio. El software utilizado para realizar los cálculos del LCA es SimaPro v8.2 [7], desarrollado por Pré Consultants, es una herramienta muy empleada, tanto en sector siderúrgico, como en un contexto general.

Tabla 6: Impactos en el punto medio

Categoría de impacto	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Cambio climático (kg CO2 eq.)	1,06E+03	5,14E+02	6,74E+02	6,90E+02	4,66E+02
Agotamiento ozono (kg CFC-11 eq.)	4,06E-05	2,71E-05	-3,68E-07	-2,93E-05	4,06E-05
Acidificación terreno (kg SO2 eq.)	1,55E+00	8,44E-01	4,33E-01	-2,33E-01	9,94E-01
Eutrophication acuiferos (kg P eq.)	9,00E-03	2,98E-03	-1,13E-02	-3,40E-02	9,05E-03
Toxicidad humana (kg 1.4-DB eq.)	2,03E+01	1,21E+01	-6,86E+00	-3,11E+01	2,03E+01
Oxidación fotoquímica (kg NMVOC)	1,09E+00	5,81E-01	3,57E-01	-3,21E-02	4,18E-01
Particulate matter formation (kg PM10 eq.)	4,30E-01	2,28E-01	1,03E-01	-1,05E-01	2,48E-01
Ecotoxicidad terrestre (kg 1.4-DB eq.)	1,40E-02	9,47E-03	3,55E-04	-8,98E-03	1,40E-02
Ecotoxicidad acuiferos (kg 1.4-DB eq.)	1,12E+00	7,06E-01	-2,14E-01	-1,31E+00	1,12E+00
Ecotoxicidad marina (kg 1.4-DB eq.)	5,30E-01	2,84E-01	-3,16E-01	-1,15E+00	5,34E-01
Radiación ionizante (kBq U235 eq.)	4,54E+00	-1,02E+01	-3,88E+01	-9,79E+01	4,56E+00
Agotamiento recursos fósiles (kg oil eq.)	1,64E+02	-1,05E+00	-1,01E+00	-1,32E+00	1,64E+02

4.2. Optimización económica



El principal objetivo de este segundo trabajo es la obtención de un modelo para la ayuda a la toma de decisiones para la optimización económica el funcionamiento de plantas de cogeneración que utilizan diversos combustibles simultáneamente, en particular LDG, COG y complementado con NG. Para ello, además de parámetros operacionales y medioambientales, se consideran también los precios reales diarios del mercado eléctrico, los cuales se conocen en España con 24 de antelación, lo que constituye una ventana temporal suficiente para planificar la gestión y aprovechamiento de los gases residuales y manteniendo siempre los requerimientos de energía térmica de la factoría siderúrgica.

4.2.1 Materiales y métodos

El problema fue modelado como un problema de satisfacción de restricciones. Este tipo de problemas puede ser definido por un conjunto de variables, los dominios de cada una estas variables y las restricciones en los valores que las variables podrían asumir simultáneamente, Shoham et al. [13]. Existen diferentes técnicas y modelos de optimización para formular y resolver este tipo de problemas, y dentro de ellos uno de los métodos más exitosos es el modelado MILP. Los modelos MILP son una de las herramientas más empleadas para resolver la optimización económica de la valorización de gases siderúrgicos como por ejemplo en los trabajos de Kim et al. [14], Qi et al. [15] y De Oliveira et al. [16].

El modelo se implementó utilizando el software IBM ILOG CPLEX Optimization Studio (CPLEX). CPLEX es un software desarrollado por IBM para resolver problemas de optimización, constituye una herramienta integral diseñada para el planteamiento y resolución de problemas de programación lineal de enteros y programación cuadrática convexa y no convexa. Esta herramienta admite lenguaje OPL (Optimization programming language) y solucionadores CPLEX y CP Optimizer de alto rendimiento. CPLEX ha sido seleccionado ya que es uno de los softwares de optimización más potente y extendido que además se pueden utilizar libremente para aplicaciones académicas. La versión empleada para este trabajo ha sido CPLEX Studio 12.9.0. A su vez el lenguaje OPL es fácil de usar y permite separar el modelo de los datos en dos archivos diferentes: archivo de modelo y archivo de datos, por dicho motivo resulta sencillo de simular diferentes escenarios. Los modelos son definidos en términos de variables de decisión, función objetivo y restricciones. La sintaxis OPL es muy similar a la forma en la que se presenta un problema de optimización de restricciones matemáticas. Otra característica de este software es que resulta sencillo de implementar desde la formulación matemática y



también de extrapolar a otras herramientas de optimización, es más fácilmente replicable.

Las etapas realizadas para este modelado se pueden resumir de la siguiente forma:

- 1) Se establecen los límites del sistema, se identifican los procesos y se realizan simplificaciones para describir matemáticamente el sistema.
- 2) Se crea un modelo de optimización y posteriormente se detallan las funciones objetivo y las restricciones.
- 3) Se aplica la rutina de optimización adecuada. En este estudio, CPLEX se utiliza para resolver el problema MILP.
- 4) El modelo se valida mediante un escenario correspondiente con un caso real del proceso y por último se analizan los resultados.

4.2.2 Formulación del problema

Los subobjetivos del proceso de cogeneración policombustible son maximizar las ventas de energía, minimizar los costes de los combustibles y minimizar todos los costes de emisión de CO₂. Todos estos subobjetivos se consideran de forma independiente para explicar la influencia e impacto de cada uno por separado. Posteriormente, son agrupados en una función objetivo general para maximizar el beneficio del proceso.

4.2.2.1 Ingresos

Los ingresos por ventas de energía (R) consisten en:

-Remuneración por la venta de energía eléctrica (R_{EE}): se obtiene multiplicando la energía generada por el precio del pool eléctrico, dado por $P_{POOL}[t]$.

-Remuneración por las ventas de energía térmica (R_{TE}): se obtiene a partir del producto del vapor generado por el precio abonado por la factoría siderúrgica, en este caso un precio fijo y dado por P_{TE} .

4.2.2.2 Coste combustible

Es la cantidad de gas consumida por SGCP para producir energía eléctrica y térmica multiplicada por su coste unitario. El coste del gas es fijo (no depende del tiempo) y viene dado por P_{LDG} (coste de LDG en €/Nm³), P_{COG} (coste de COG en €/Nm³) y P_{NG} (coste de NG en €/Nm³) en la ecuación. Q_{LDG} , Q_{COG} y Q_{NG} son la cantidad acumulada de gas consumida por hora para cada tipo de combustible. NG y COG actualmente se consumen únicamente para producir energía térmica, mientras que LDG se consume



tanto para la producción de energía térmica y de energía eléctrica. Ambos procesos están descritos en las Ilustraciones 8 y 9.

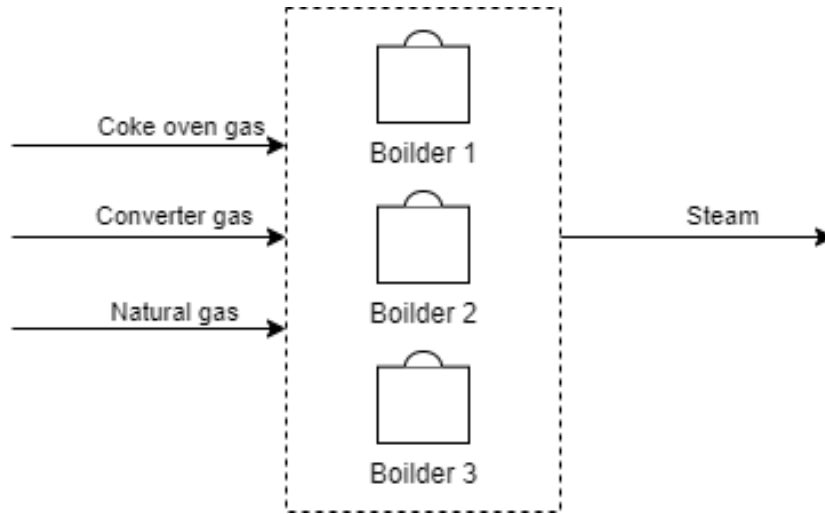


Ilustración 8: Vista esquemática planta térmica, obtenida de [4]

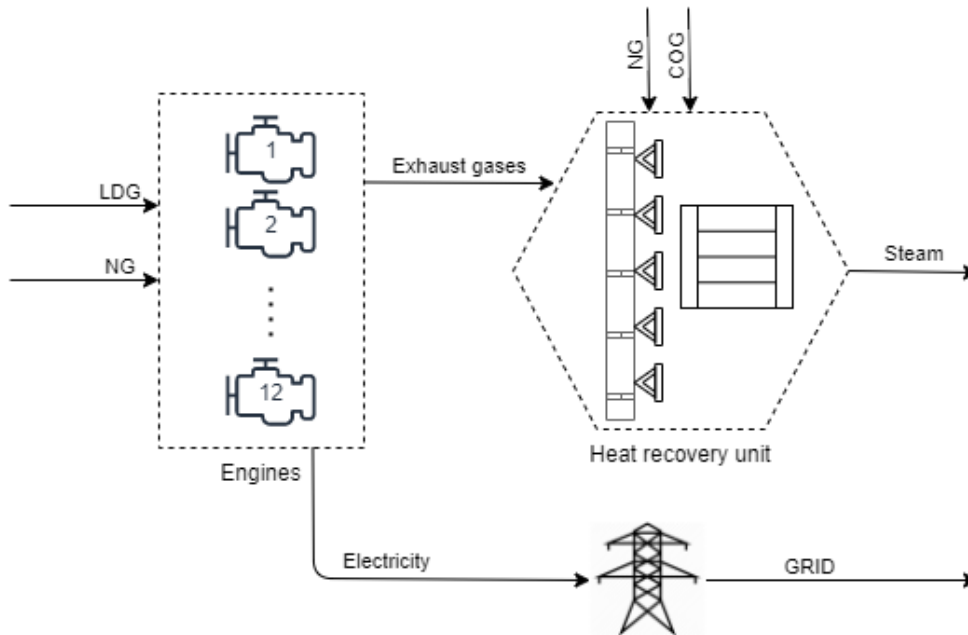


Ilustración 9: Vista esquemática planta eléctrica, obtenida de [4]

4.2.2.3 Coste de las emisiones

Este modelo considera las emisiones de CO₂. El coste se estima usando el factor de conversión para cada uno de los combustibles empleados en el SGCP, donde μ representa el factor de emisión de cada tipo de gas y P_{CO_2} es el coste por tonelada de CO₂ emitida.

4.2.2.4 Beneficio

El beneficio de la planta incluye todas las condiciones anteriores:



$$Profit = R - C_{FUELS} - C_{CO2} \quad (1)$$

4.2.2.5 Coste del mantenimiento

El coste del mantenimiento (C_{MTE}) se deriva del número de paradas del equipo. Para los quemadores, el coste unitario está representado por α , y para los motores β . El conjunto de la instalación también tiene un mantenimiento fijo, pero estos costes no se consideran ya que permanecen constantes y resultan insignificantes en comparación con el resto de los gastos.

4.2.2.6 Restricciones

El objetivo general de este modelo es maximizar las ganancias de acuerdo con las siguientes restricciones:

- Disponibilidad del gas: el NG y COG están disponibles sin limitaciones, sin embargo, el LDG se produce de forma discontinua e irregular dependiendo del proceso de fabricación en la acería, donde el flujo de gas es capturado y conducido a un gasómetro para su posterior valorización. Por lo tanto, la primera restricción se refiere al hecho de que el consumo de LDG no debe exceder la cantidad de disponible en el gasómetro.
- Restricciones del gasómetro: como se comentó anteriormente el gasómetro realiza un efecto amortiguador sobre el LDG capturado en la acería y está restringido por la capacidad máxima (V_{LDG_MAX}) y mínima (V_{LDG_MIN}). El beneficio del proceso está en gran medida relacionado con la correcta gestión del volumen de gases contenido en el gasómetro.
- Restricciones de satisfacción de la demanda de vapor: el vapor generado por las calderas debe cumplir con las demandas de energía (D_{TE}) para cada período.
- Restricciones de las calderas: las calderas tienen sus rangos operativos y no pueden trabajar ni por encima, ni por debajo de sus límites técnicos establecidos para cada uno de los gases en función de sus respectivos poderes caloríficos.
- Restricciones de los motores: los motores para la producción eléctrica también están sujetos a limitaciones operacionales.

4.2.3 Descripción del escenario

Para comenzar, detallamos los parámetros de la instalación que son relevantes para la formulación del problema. La tabla 7 muestra la capacidad del gasómetro. Una vez alcanzado el nivel superior, el excedente de LDG que no ha sido valorizado se quema directamente en la antorcha.



Tabla 7: Parámetros de capacidad del gasómetro

Parameter	Capacity (Nm ³)
Lower threshold	10.000
Normal	45.000
Upper limit	61.000

La eficiencia de cada equipo se muestra en la tabla 8. Los arranques y paradas frecuentes de los equipos deben ser evitados. Los costes por cada parada de un motor se han establecido en 10 € debido al importe de los gastos de mantenimiento obligatorio a realizar por cada 2.000 arranques de un motor. Por cada parada de un quemador se han establecido 5 € para evitar el riesgo de indisponibilidad no deseada. Finalmente, 70 € fueron determinados para cada parada de caldera y así penalizar el trabajo a cargas parciales en las calderas y evitar la consiguiente pérdida de rendimiento. Estas penalizaciones fueron establecidas de acuerdo con la experiencia de los responsables de la planta.

Tabla 8: Eficiencia de cada tipo de equipo

Equipo	Unidades	Año arranque	Modelo	Potencia Nominal (MW)	Rendimiento
Calderas	3	2004	FDU-3527	27	92%
Motogeneradores	12	2004	JMS 620 GS-S/NL	1,7	35,5%

Las tablas 9 y 10 muestran los rangos de consumo de los equipos para cada uno de los gases. Los motores están adaptados para trabajar exclusivamente con LDG.

Tabla 9: Rangos de consumo de las calderas

Gas	Rango [min-max] (Nm ³ /h)
COG	[1200–4000]
LDG	[2000–10.000]
Natural Gas	[400–4000]

Tabla 10: Rangos de consumo de los motores eléctricos

Gas	Rango [min-max] (Nm ³ /h)
COG	-
LDG	[1100–2000]
Natural Gas	-

Los poderes caloríficos de los gases combustibles y los factores de emisión se exponen en la tabla 11. También ha sido considerada la penalización por las emisiones de



CO₂ asociadas. Para el cálculo se tomó el valor de 5,96 € / t correspondiente al valor medio del mercado de emisiones durante el periodo de estudio (2014).

Tabla 11: Poderes caloríficos y factores de emisión de los gases combustibles

Gas	Poder Calorífico (MJ/m ³)	Factor Emisión (kG CO ₂ /GJ)
COG	16,9	42,32
LDG	8,8	185,47
Natural Gas	36,1	55,83

Los ingresos debidos a la producción de vapor son establecidos por contrato y se detallan en la tabla 12. El precio abonado por la valorización de los gases siderúrgicos es mayor debido a los beneficios ambientales que aporta a la factoría al evitar su combustión en la antorcha.

Tabla 12: Ingresos por la producción de vapor

Gas	Ingresos (€/t)
COG	3,6
LDG	3,6
Natural Gas	2,4

El periodo analizado abarca un día con datos reales obtenidos de la operación del SGCP y la unidad temporal es de 1 h que corresponde con el periodo de duración real utilizado en el proceso. La energía térmica requerida por el proceso siderúrgico debe ser abastecida desde la planta de cogeneración de forma continua, segura y fiable. En el caso de la energía eléctrica el objetivo es maximizar las ventas de energía eléctrica en función del precio horario del mercado eléctrico. En España, este precio se conoce el día anterior como consecuencia de cruzar la curva de oferta con la de demanda de energía. Por ello, la correcta gestión y optimización de los flujos resulta imprescindible para asegurar la mínima repercusión en el rendimiento del SGCP.

Actualmente la gestión y aprovechamiento de los gases siderúrgicos se realiza de forma manual y basado en el conocimiento empírico de los propios operadores. Los datos operativos con las diferentes cantidades disponibles de gases siderúrgicos, así como la demanda de vapor y los precios de la electricidad fueron registrados durante un año. Basado en un estudio de estos datos, se seleccionó un escenario, representativo de las diferentes situaciones que puedan ocurrir, como disponibilidad discontinua de gases siderúrgicos que conlleva periodos de operación con gas natural, con un apoyo de una manera parcial o total. Por lo tanto, este escenario es interesante para la comparación.

Las siguientes ilustraciones detallan las condiciones iniciales a partir de las cuales se evalúan las estrategias de consumo. La Ilustración 10 muestra la disponibilidad de



gases siderúrgicos residuales, y la Ilustración 11 representa los requerimientos de vapor de la factoría siderúrgica. Los precios de mercado eléctrico durante el periodo analizado pueden verse en la Ilustración 12.

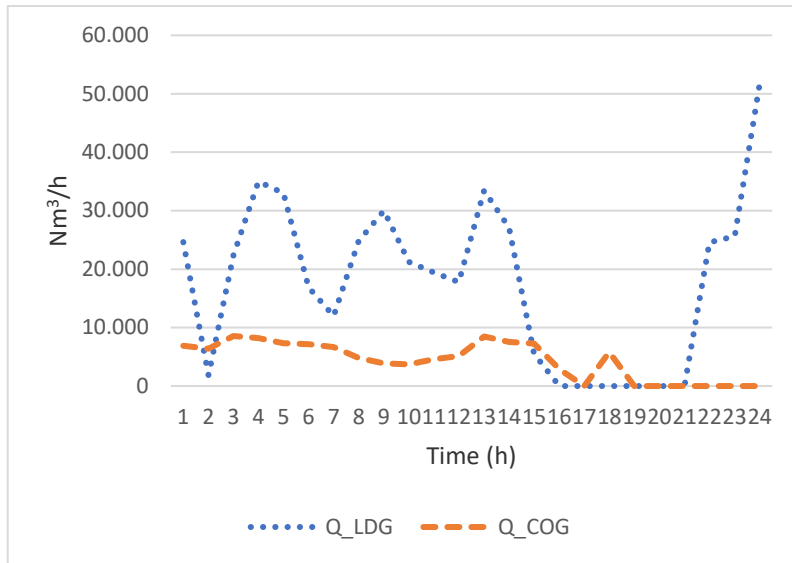


Ilustración 10: Disponibilidad de gases siderúrgicos residuales durante el periodo analizado, obtenida de [4]

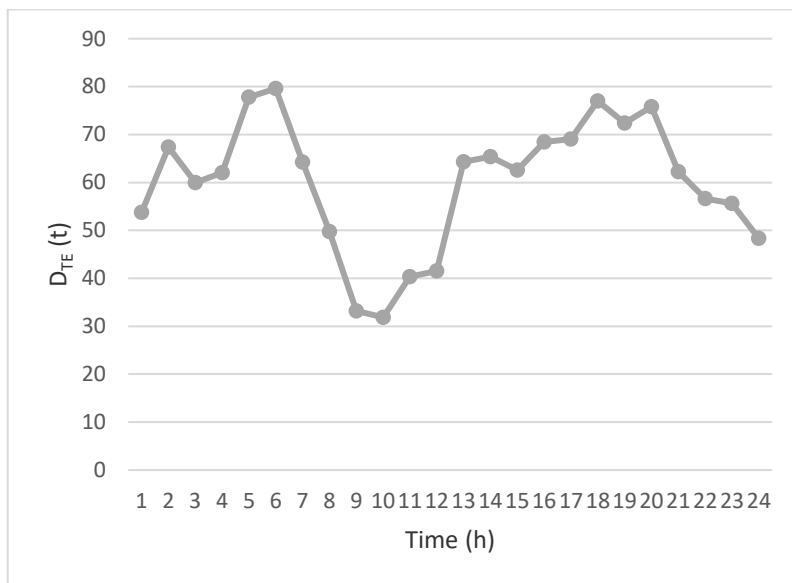


Ilustración 11: Requerimientos de vapor del proceso siderúrgico, obtenida de [4]

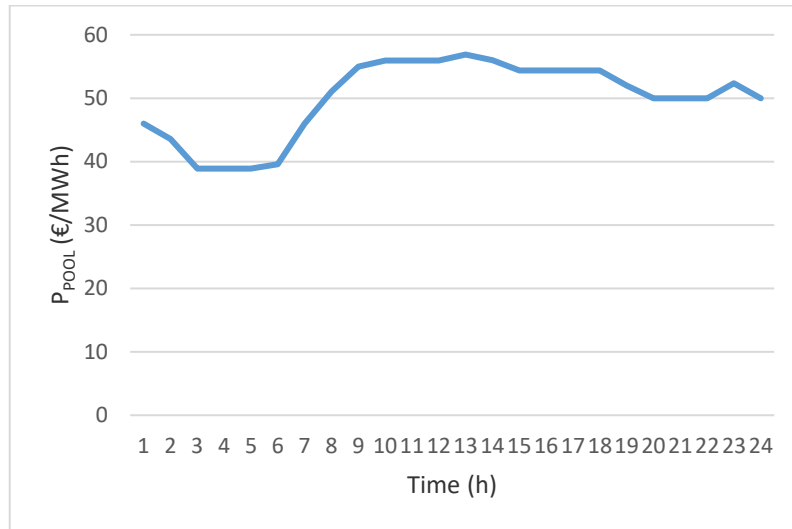


Ilustración 12: Precio del mercado eléctrico, obtenida de [4]

4.3. Optimización multiobjetivo

El principal objetivo de este trabajo fue la obtención de un sistema de ayuda a la toma de decisiones para obtener la distribución óptima de los gases combustibles que verifique simultáneamente los requisitos desde un punto de vista medioambiental y económico. Para resolver el problema aplicamos el método ϵ -constraint que es uno de los métodos aplicables para la resolución de problemas de optimización biobjetivo. El método ϵ -constraint modifica uno de los objetivos en una restricción limitada por el coeficiente ϵ . Consiste en realizar múltiples iteraciones para diferentes valores de la limitación ϵ y así originar un conjunto discreto de soluciones pertenecientes al frente de Pareto.

Para validar el enfoque propuesto, se exploran y evalúan las posibilidades de una herramienta de toma de decisiones eficiente y confiable para su aplicación en los procesos de cogeneración policombustible.

4.3.1 Materiales y métodos

MOO es un componente esencial de los problemas de toma de decisiones. Estos problemas contienen múltiples criterios de evaluación que buscan opciones considerando la optimización de varios objetivos simultáneamente y generalmente opuestos. Según Marler et al. [17], un MOO es un proceso de optimización, de forma sistemática y



simultánea, de un conjunto de funciones objetivas. En estos casos, no existe una solución única, por lo que es obligatorio definir un conjunto de puntos que correspondan a las mejores soluciones. Las técnicas MOO son obligatorias cuando se debe resolver un conflicto entre objetivos en competencia y bajo la observación de restricciones complejas [18]. Estas herramientas ayudan a los gerentes de planta a elegir la mejor solución de compromiso en función de los requisitos impuestos por el proceso.

Para la resolución de los problemas MOO existen varios métodos, dentro de estos métodos la optimización de Pareto es el más extendido para la resolución de este tipo de cuestiones [19]. Un MOO genérico se puede definir de la siguiente manera en la Ecuación (2), donde x , $f(x)$ y $h(x)$ se refieren a la solución del problema, el vector objetivo y el vector de restricción, respectivamente.

$$\begin{aligned} \min f(x) &= f_1(x), f_2(x), \dots, f_K(x) \\ \text{subject to } h(x) &= h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x) \leq 0 \\ \text{where } x &= (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X \end{aligned} \quad (2)$$

En el caso de problemas de multiobjetivo no triviales, no existe una solución óptima, por lo que el proceso de optimización debe de determinar el conjunto de las llamadas soluciones optimas de Pareto, que constituyen y forman el frente de Pareto. Otro aspecto importante es que no todas las soluciones dentro del conjunto de Pareto están dominadas, y se pueden escribir de la siguiente manera [18]:

$$a > b \leftrightarrow f_i(a) \leq f_i(b) \forall i \wedge \exists j: f_j(a) < f_j(b) \quad (3)$$

Hay dos enfoques para resolver modelos multiobjetivo: el primero es la optimización de modelos de programación matemática, y el segundo grupo son los algoritmos de aproximación o heurísticas al conjunto de Pareto, tal como indica Figueira et al. [19]. En el primero, hay dos enfoques para generar conjuntos de soluciones multiobjetivo: métodos de escalarización y métodos de no escalarización. Los métodos de escalarización implican la formulación de un modelo monoobjetivo relacionado con un modelo multiobjetivo mediante una función escalar [17] e incluyen el método de programación de objetivos, el método de suma ponderada y la restricción ϵ . Los métodos de no escalarización implican un tratamiento breve basado en conceptos de optimización o eficiencia.

En el contexto de este estudio, el método ϵ -constraint se identificó como un método útil. Este método permite la adaptación de una optimización monoobjetivo existente en una forma sencilla de MOO, especialmente para el caso de estudios biobjetivo. Propuesto por Haimes en 1971 [20], se encuentra dentro del grupo de



métodos de escalarización que implican la formulación de un modelo para resolver un problema multiobjetivo mediante una función escalar, tal y como describió Ehrgott et al. [21]. Estos métodos incorporan parámetros, que son los límites de las restricciones que se pueden ajustar para reflejar las preferencias de quien toma las decisiones.

En este estudio, los objetivos perseguidos fueron incrementar la rentabilidad económica y disminuir las emisiones de CO₂. El sistema se modeló primero con ecuaciones lineales, donde se hicieron algunos supuestos simplificadores. En un principio los gases se caracterizaron según su poder calorífico (GJ) y las emisiones de CO₂ se obtuvieron mediante la multiplicación de los caudales de cada gas por su factor de emisiones (t CO₂ / Nm³). Se utilizó gas natural en los momentos en los que los gases siderúrgicos resultaban insuficientes para satisfacer la demanda de energía térmica.

En resumen, el trabajo se desarrolló en seis pasos, como se describe en la Ilustración 13. Los tres primeros pasos se desarrollaron principalmente en las dos investigaciones anteriores [3] [4] por lo que posteriormente se hizo un breve resumen para facilitar la comprensión del presente trabajo. Por ello también fue requerido un mayor nivel de detalle para la descripción de los últimos tres pasos. Los pasos fueron los siguientes:

Primero, se definió y estructuró el sistema. Los diferentes procesos que componen el sistema fueron establecidos y formulados matemáticamente.

En segundo lugar, teniendo en cuenta las restricciones adecuadas, se construyó el modelo y se utilizó la herramienta de optimización correspondiente.

En tercer lugar, se desarrolló un modelo monoobjetivo para maximizar el beneficio. En este estudio, se utilizó el software CPLEX para resolver el problema MILP.

En cuarto lugar, el problema monoobjetivo se amplió a un problema biobjetivo (beneficio y CO₂) mediante la aplicación del método de la restricción ϵ .

En quinto lugar, el modelo fue probado y verificado mediante su aplicación en el estudio de caso, y los resultados fueron evaluados y discutidos.

En sexto lugar, se presentó un análisis de sensibilidad, variando el precio del CO₂ y comparándolo con los parámetros de restricción del CO₂ y su impacto en la rentabilidad del proceso.

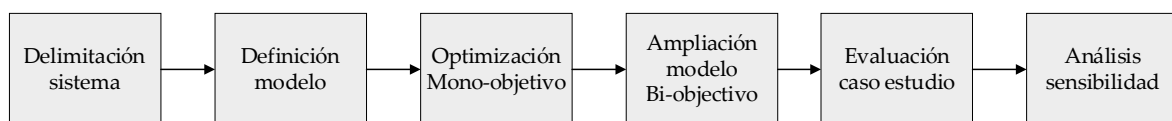


Ilustración 13: Descripción de los pasos del método



4.3.2 Formulación del problema

Existen dos objetivos para optimizar simultáneamente: maximizar los beneficios y minimizar las emisiones de CO₂. Si bien las emisiones de CO₂ son un coste que también repercute en los beneficios, se analizan como un objetivo diferente y, por tanto, el tratamiento fue independiente para cada uno de ellos. La ventana de tiempo analizada [t] fue de 24 h. Esta elección se ha establecido en base a los periodos de facturación del SGCP.

Las emisiones del proceso se calcularon multiplicando los caudales consumidos por los factores de emisión correspondientes a cada uno de los gases, según la Ecuación (4):

$$CO_2 = \sum_{t=0.23} (Q_{LDG}[t] * \mu_{LDG} + Q_{COG}[t] * \mu_{COG} + Q_{NG}[t] * \mu_{NG}) \quad (4)$$

El beneficio de la planta se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$Profit = R - C_{FUELS} - C_{CO2} \quad (5)$$

Cada uno de estos objetivos parciales se analizó de forma independiente. Posteriormente todos se asociaron en una única ecuación objetiva global (6) para maximizar el beneficio del proceso, donde

(R) son los ingresos por ventas de energía, que consisten en:

- Ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica (R_{EE}): la producción eléctrica se multiplica por el precio de mercado de la electricidad, P_{POOL} [t]. El precio lo determina el mercado diario que tiene como objetivo realizar transacciones de energía eléctrica durante las veinticuatro horas del día siguiente.

- Ingresos obtenidos por la venta de energía térmica (R_{TE}): corresponde a la producción de energía térmica multiplicada por el precio pactado entre la cogeneración y la acería (PTE).

$$R = \sum_{t=0.23} (R_{EE}[t] + R_{TE}[t]) = \sum_{t=0.23} (PR_{EE}[t] * P_{POOL}[t] + PR_{TE}[t] * P_{TE}). \quad (6)$$

La producción de energía eléctrica (PR_{EE}) corresponde al LDG destinado a la generación de electricidad y teniendo en cuenta su poder calorífico y el rendimiento de los motores. La producción de energía térmica (PR_{TE}) corresponde a la producción de vapor multiplicada por su poder calorífico de los gases consumidos y considerando también el rendimiento de los generadores de vapor.



C_{FUELS} se obtiene multiplicando los caudales de cada uno de los gases por el precio establecido en €/Nm³ (P_{LDG} , P_{COG} y P_{NG}):

$$\sum_{i=0.t} (Q_{LDG_TE}[i] + Q_{LDG_EE} [i]) \leq \sum_{j=0.t} F_{LDG}[i] + stock_{LDG} \quad \forall t \text{ in } [0.23] \quad (7)$$

Q_{LDG} , Q_{COG} y Q_{NG} son los caudales consumidos de cada uno de los gases por la planta.

En cuanto al C_{CO2} , se obtiene multiplicando las toneladas calculadas en la ecuación (4) por el coste por tonelada de emisiones de CO₂ durante el periodo considerado.

4.3.3 Descripción del escenario

El estudio consideró una ventana de tiempo de 24 h con datos reales y representativos obtenidos de la operación del SGCP. El estudio consideró la escala de temporal de 1 h, debido a que corresponde con la unidad real de medida utilizada en el proceso. Los datos evaluados para la preparación de esta investigación correspondieron a ciclos operativos normales, sin incidencias ni condiciones de trabajo fuera de diseño. Se llevó a cabo de esta manera con el objetivo de evaluar el potencial de optimización frente a las condiciones reales de operación de la planta.

Tabla 13 representa los valores promedio de ingresos por producción de vapor y los costes originados por la compra de gas para el período estudiado. Los valores de penalización para la función objetivo se muestran en la Tabla 14. En cuanto al precio de las emisiones de CO₂, el valor de mercado de los derechos de emisión se estableció durante el período de referencia, concretamente el año 2014, cuyo importe se situó en torno a los 5,96 €/ t CO₂.

Tabla 13: Costes por la compra de los gases e ingresos venta de vapor

	Unidades	COG	LDG	NG
Costes compra gas	(€/m3)	0,0288	0	0,2574
Ingresos producción vapor	(€/t)	3,6	3,6	2,4

Tabla 14: Valor de penalización para la función objetivo

Penalización	Valor (€)
Emisiones Mg CO ₂	5,96



La tabla 15 muestra los valores de los coeficientes de restricción superior e inferior para cada uno de los equipos que componen el SGCP.

Tabla 15: Restricciones de caudal por consumidor

Combustible	i	Equipos	j	Restricciones	
				B _{ij}	m _{ij}
COG	1	Caldera	3	5000	1200
		Planta	1	15.000	1200
LDG	2	Caldera	3	15.000	2000
		Motogenerador	12	2000	1100
		Planta	1	45.000	2000
NG	3	Caldera	3	4000	400
		Planta	1	12.000	400
LDG GH	4	Gasómetro	1	61.000	10.000

Las gráficas 14, 15 y 16 durante el periodo analizado los caudales de gases siderúrgicos disponibles, la demanda de vapor del proceso industrial y el precio de mercado de la electricidad, respectivamente.

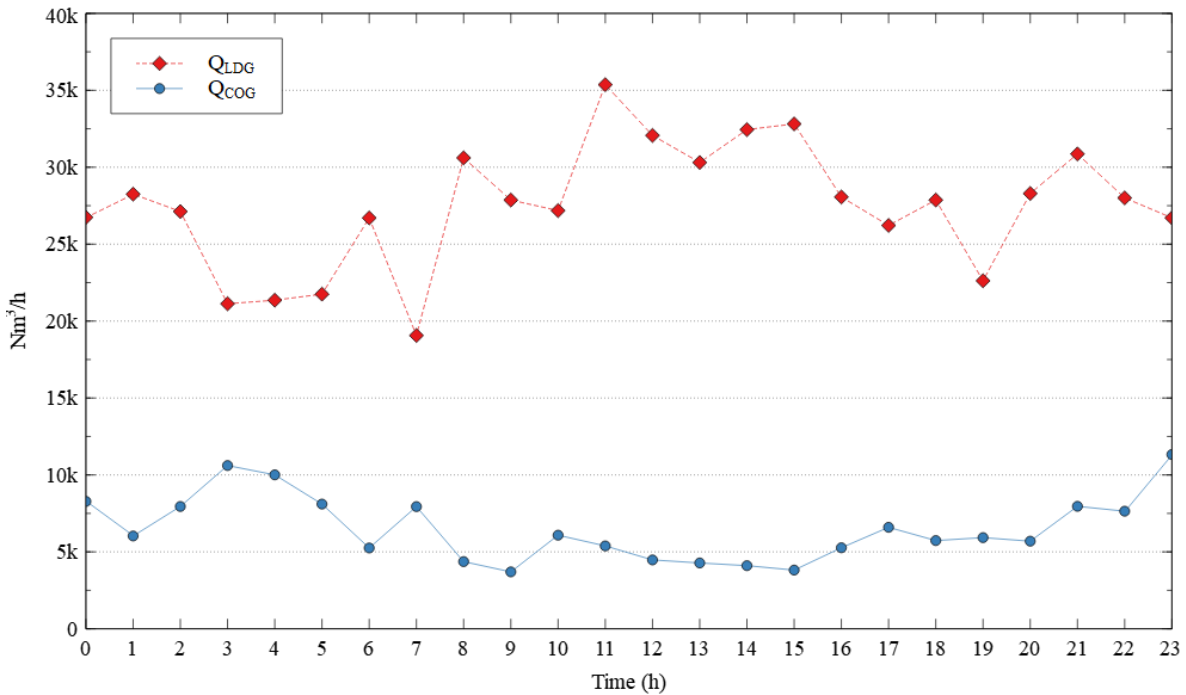


Ilustración 14: Disponibilidad de los gases siderúrgicos, obtenida de [5]

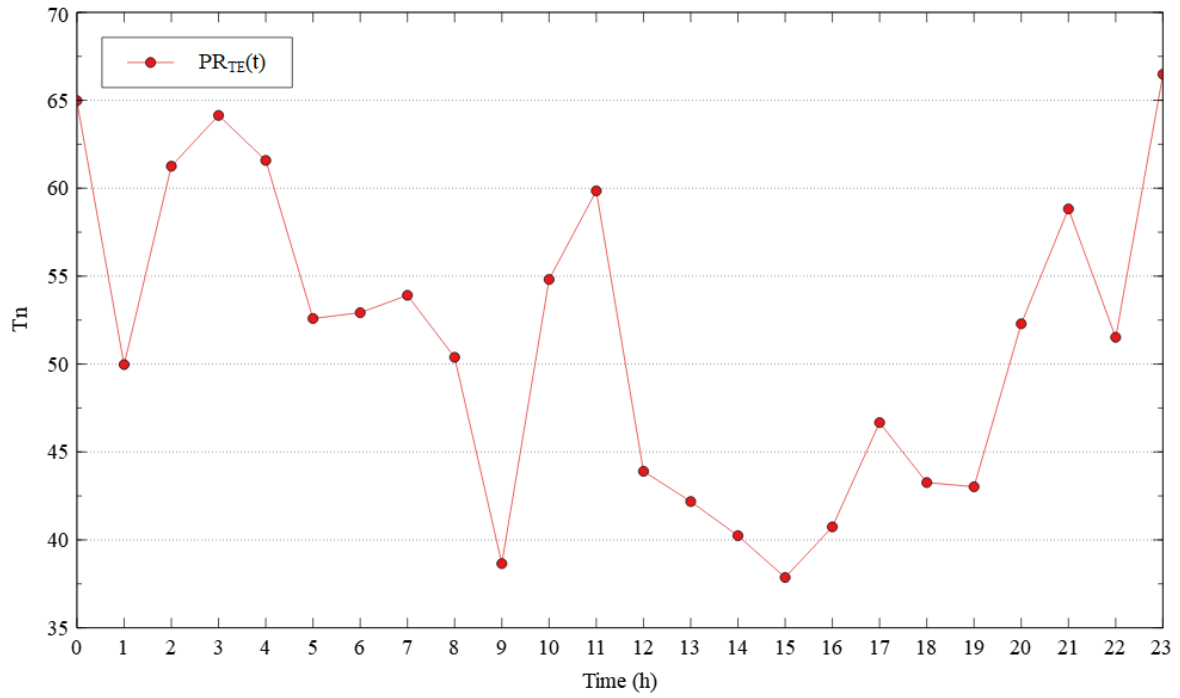


Ilustración 15: Demanda de vapor del proceso, obtenida de [5]

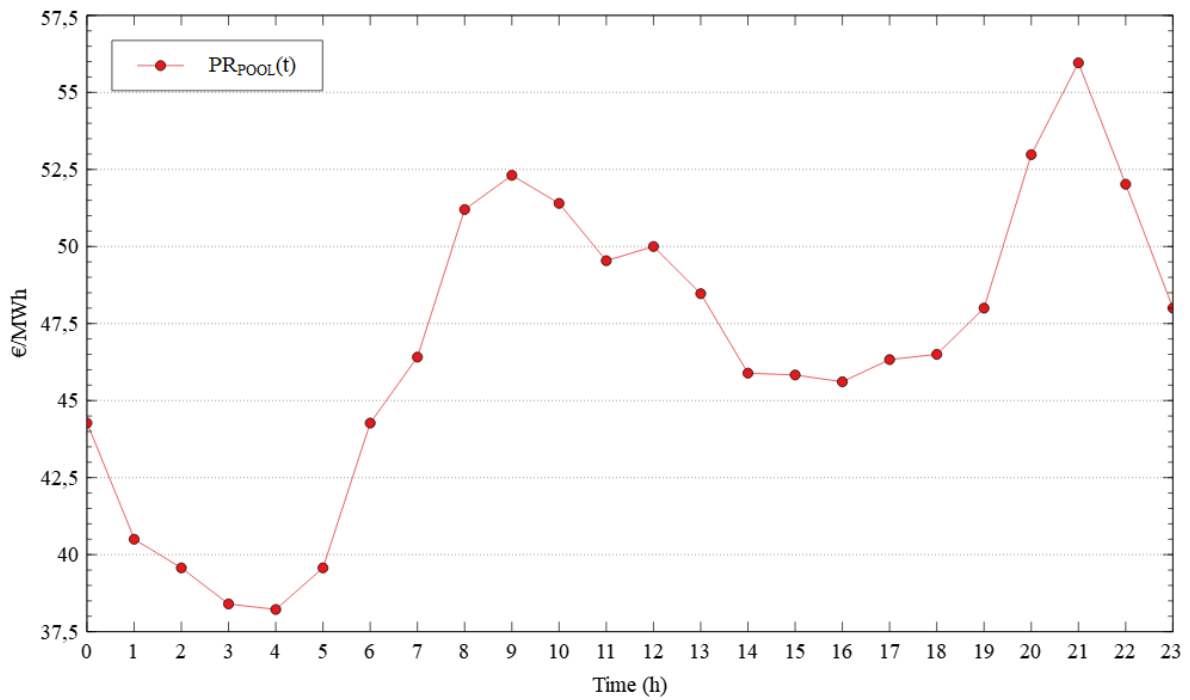


Ilustración 16: Precio del mercado eléctrico, obtenida de [5]



5. DISCUSION DE RESULTADOS

En este apartado se detallan y exponen los resultados alcanzados en cada uno de los objetivos de investigación establecidos inicialmente. Posteriormente, se proporciona una discusión sobre los métodos empleados y soluciones propuestas en cada uno de los artículos que constituyen la presente tesis doctoral.

5.1. Evaluación medioambiental de la cogeneración con gases siderúrgicos

Tras un análisis preliminar se determinó que solo el cambio climático, el agotamiento de la capa de ozono, la toxicidad humana, la radiación ionizante y el agotamiento de los recursos fósiles resultan relevantes para el estudio, representados en las Ilustraciones 17, 18, 19, 20 y 21. Las principales contribuciones a estas categorías son el consumo de gas natural como recurso fósil y las emisiones generadas en los procesos descritos.

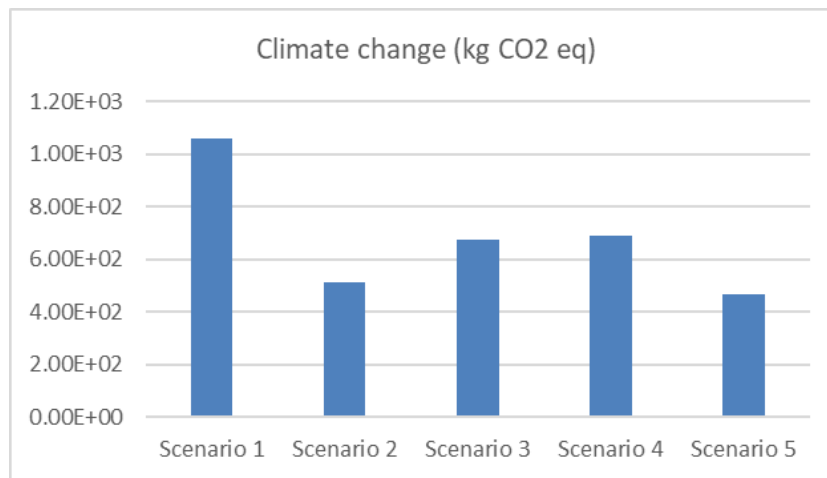


Ilustración 17: Impacto del cambio climático en Kg de CO₂ equivalente, obtenida de [3]

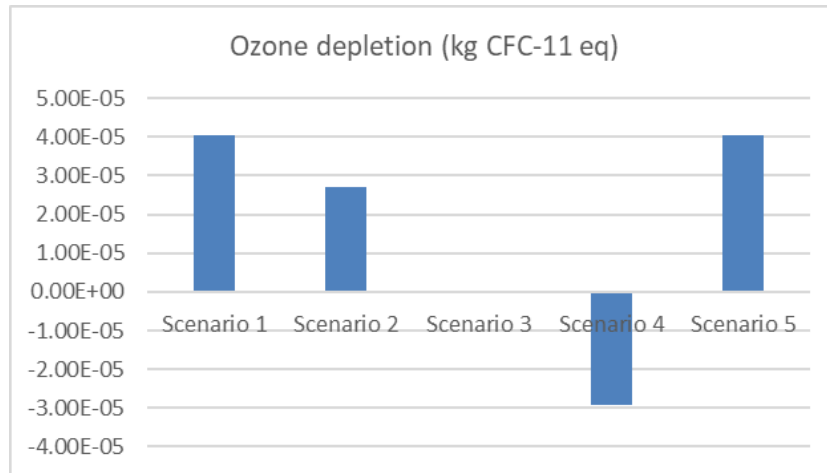


Ilustración 18: Agotamiento del ozono en Kg CFC-11 equivalente, obtenida de [3]

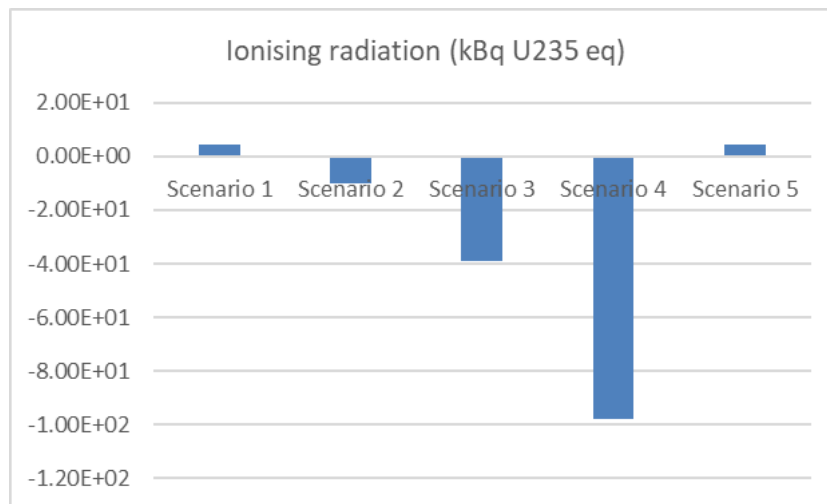


Ilustración 19: Impacto de las radiaciones ionizantes en kBq U235 equivalente, obtenida de [3]

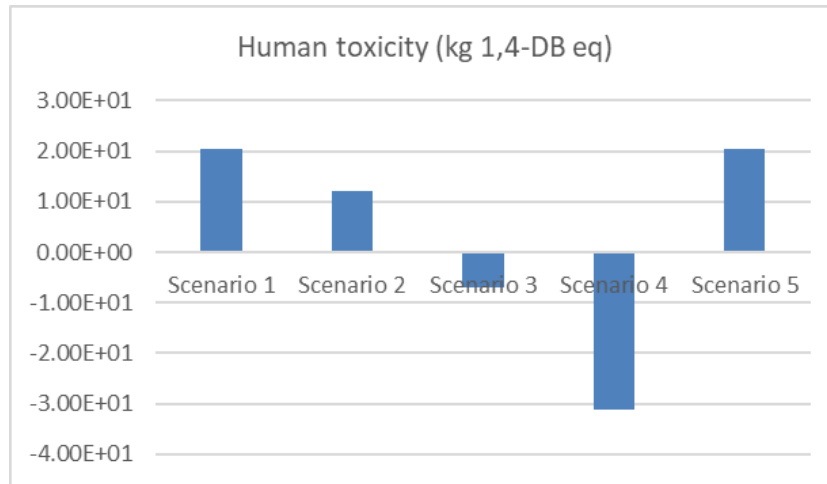


Ilustración 20: Impacto de la toxicidad en humanos en kg 1,4 de diclorobenceno equivalente, obtenida de [3]

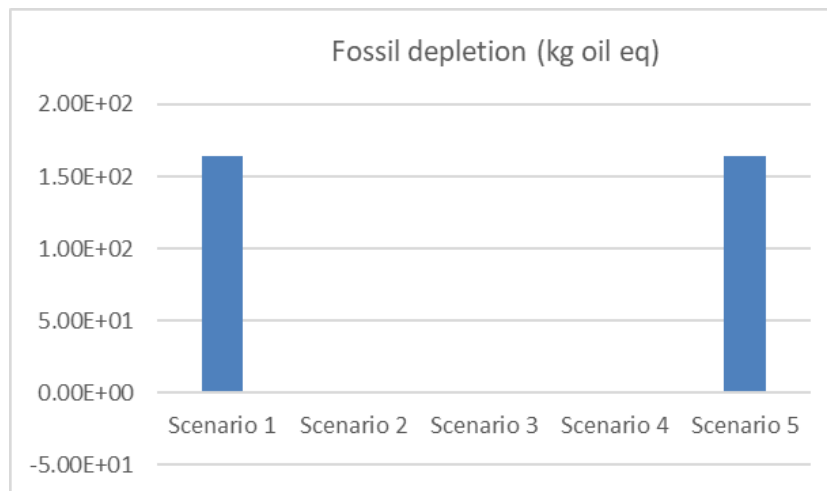


Ilustración 21: Agotamiento de recursos fósiles en kg de petróleo equivalente, obtenida de [3]

El escenario 1 es especialmente relevante en las cinco categorías ya que implica el consumo de gas natural y sus emisiones, así como las emisiones a la atmosfera originadas por los gases siderúrgicos. La categoría de cambio climático (ilustración 17) esta directamente afectada por las emisiones. Todos los escenarios presentan una importante generación de gases de efecto invernadero, pero sobre todo destaca el escenario 1, ya que considera todos los gases siderúrgicos como residuos que son quemados en su correspondiente antorcha. Por este mismo motivo, el aprovechamiento y valorización de estos gases reduce el potencial del calentamiento global en el resto de los escenarios. Este mismo escenario requiere de la combustión de gas natural para la producción de la energía térmica demandada por la factoría siderúrgica. En el resto de los escenarios el planteamiento es diferente, pues incluye la planta de cogeneración para producir la



energía térmica y eléctrica. Los escenarios 3 y 4 tienen un 36% y un 35% menos de impacto respecto al primer escenario, ya que aunque valorizan un elevado porcentaje de gases siderúrgicos, a su vez también se traduce en emisiones que penalizan mucho más que las de gas natural. Por otro lado, los escenarios 2 y 5, tienen un 52% y un 56% menos de contribución a esta categoría de impacto, ya que la principal fuente de energía en estos casos es el gas natural, que es mucho más limpio.

En las otras tres categorías, Radiación ionizante (Ilustración 18), Toxicidad en humanos (Ilustración 20) y Agotamiento de los fósiles (Ilustración 21), el gas natural tiene un papel muy relevante, ya que cuanto mayor sea el consumo de gas natural, mayor será el impacto en estas categorías. Por tanto, los escenarios 1 y 5 tienen las mayores puntuaciones, el escenario 2, cuya fuente de energía es el 75% de gas natural, también tiene un impacto notable en la categoría de Toxicidad en humanos. Por el contrario, los escenarios 3 y 4 en los que la contribución del gas natural es del 28,7% y nula respectivamente tienen una puntuación negativa en estas categorías debido a que durante la modelización la energía eléctrica generada se considera como evitada de producir de otras fuentes de energía convencionales.

La misma situación se da en la categoría de Agotamiento del ozono con una correlación directa entre la contribución del gas natural y el impacto. Esta categoría incluye principalmente el impacto producido por las moléculas de los agentes químicos industriales, así como también considera las emisiones de metano. La reducción del consumo de gas natural en el escenario 2 con respecto al escenario 1 permite, aunque no exclusivamente producir menos impactos, ya que la electricidad generada también contribuye a reducir la puntuación. De la misma manera, en el escenario 3 se produce una compensación del impacto generado por el 28,7 % de gas natural, mientras que en el escenario 4 este impacto es negativo.

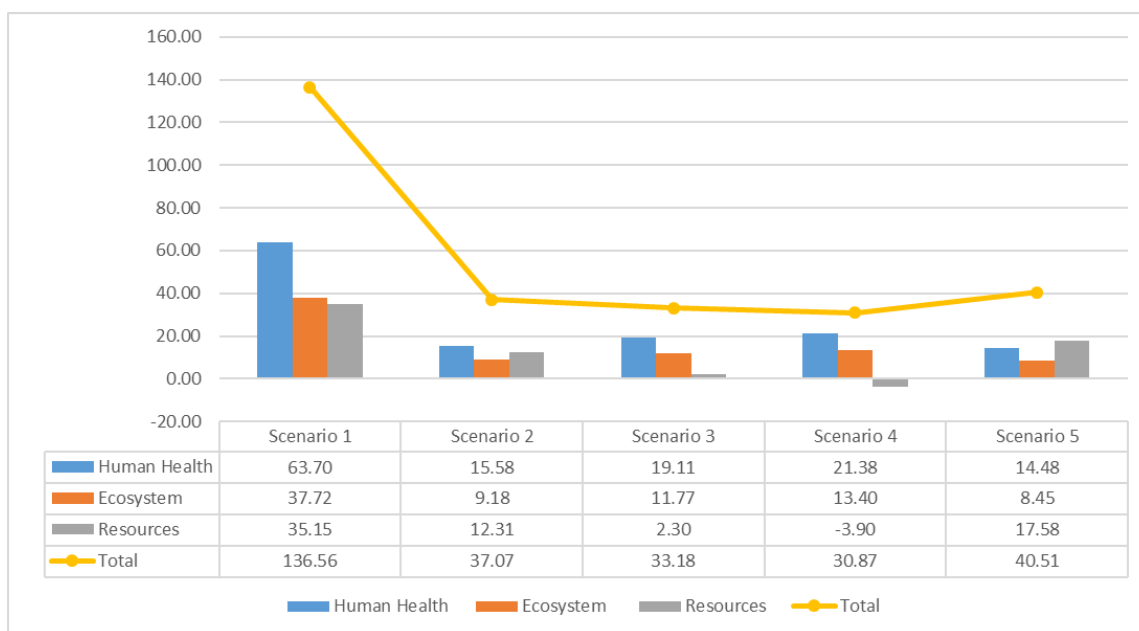


Ilustración 22; End-points de los cinco escenarios, obtenida de [3]

La evaluación de los *end-points* refleja como el escenario 1 es el más perjudicial, debido a la quema de los gases siderúrgicos en la antorcha sin ningún tipo de valorización y al requerimiento de aporte de gas natural para la producción de energía térmica.

Los restantes escenarios describen un impacto mucho menor y la diferencia entre ellos es muy pequeña. El escenario con el impacto más reducido es el 4 y representa una mejora del 77,39% con respecto al escenario 1. Sin embargo, hay que considerar que es un escenario ideal, porque no es operacionalmente viable quemar exclusivamente gases siderúrgicos, debido a sus continuas restricciones e indisponibilidades. El siguiente con menor impacto sería el escenario 3 que además describe la situación operativa real de la planta durante el año estudiado (2014) y supone una mejora del 75,70% con respecto al escenario 1.

En conjunto, los resultados de los escenarios 2, 3 y 4 pueden ser empleados para desarrollar un análisis de sensibilidad con respecto al grado de aprovechamiento de los gases siderúrgicos. Por tanto, es posible observar que cuanto mayor es el porcentaje de la contribución de los gases siderúrgicos, menor es el impacto sobre los recursos fósiles. Este impacto es incluso negativo en el escenario 4 debido al efecto de la electricidad evitada de consumir del mercado eléctrico convencional. Sin embargo, se observa el efecto contrario respecto a la salud humana y al ecosistema, originado por el mayor contenido en emisiones contaminantes de los gases siderúrgicos sobre el NG.

El escenario 5, en el que el NG se utiliza exclusivamente como combustible, es un 70,34% menos perjudicial que el escenario 1. Es necesario considerar que en este escenario se plantea una situación utópica, ya que la acería y baterías de gas de coque se



suponen paradas, y por ello ni se producen gases siderúrgicos, ni tampoco se emiten a la atmósfera, pero la energía térmica y eléctrica debe seguir generándose con NG.

Un aspecto importante del estudio es el relativo a las emisiones derivadas de la producción de energía térmica. Los impactos son mayores en aquellos escenarios en los que se consumen gases siderúrgicos, ya que son gases “sucios”, con menor eficiencia y que generan emisiones mucho más contaminantes que las del NG. Por tanto, los escenarios 2 y 5 obtienen mejores resultados con las categorías relacionadas con las emisiones, como el Cambio Climático y la Formación de Partículas. Sin embargo, en el balance final, los escenarios 3 y 4, en los que los gases siderúrgicos contribuyen en más del 71,3%, obtienen mejores resultados. Esto se debe al beneficio que supone el aprovechamiento de estos gases, permitiendo reducir el consumo de NG, y al mismo tiempo producir electricidad como coproducto en la planta de cogeneración.

En resumen, tanto el *mid-point* como el *end-point* indican que el aprovechamiento de los gases siderúrgicos implica una mejoría en la sostenibilidad del proceso de fabricación del acero. Estos resultados confirman la conclusión a la que llegaron Li et al. [22] quienes afirmaron que la opción de valorizar los gases residuales del proceso siderúrgico para generar electricidad en un central de ciclo combinado es más respetuosa con el medio ambiente que la combustión de dichos gases en sus antorchas y producir la misma cantidad de electricidad a partir del carbón.

5.2. Optimización económica de la cogeneración con gases siderúrgicos

A continuación, describimos los resultados de la optimización durante el período analizado. Las Ilustraciones 23, 24, 25 y 26 presentan distribuciones de LDG, COG y NG en el SGCP en el escenario base (basado en los datos reales para el período estudiado) y los resultados de la solución optimizada, respectivamente. El escenario base se refiere a la situación de 24 h descrita en el apartado 4.2.3, considerando las decisiones tomadas por los gerentes y, por lo tanto, los resultados derivados de esas decisiones. Esa situación se toma como base para la comparación con las decisiones propuestas por la situación modelada con CPLEX. Los resultados indican que la cantidad disponible de los tres tipos de gases fluctuaron de una manera muy importante durante el período de planificado y por ello el comportamiento entre dichos escenarios difiere notablemente. En la solución optimizada durante las horas nocturnas, LDG se utiliza principalmente para producir energía térmica. Esto se debe al bajo precio del mercado eléctrico (<40 €/ MWh) y por evitar el consumo de NG. Sin embargo, en las horas de la mañana, la estrategia es diferente debido al elevado precio del mercado eléctrico (> 55 €/ MWh) y la disminución



de las necesidades térmicas de la factoría siderúrgica (<50 Tn). Por la tarde (a partir de las 15 h), el LDG se acumula en el gasómetro para minimizar el aporte de NG (a partir de las 19 h).

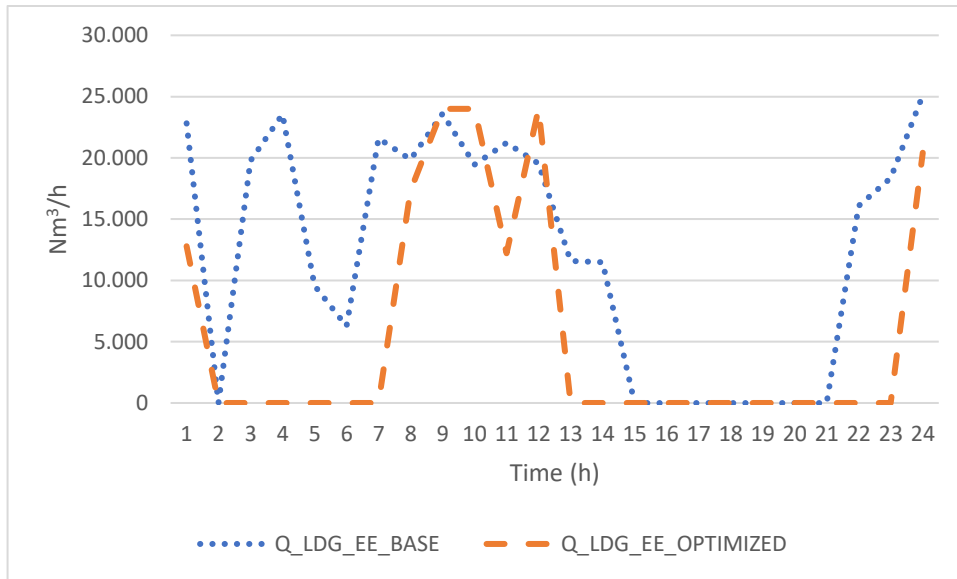


Ilustración 23: Escenario base y optimizado de la distribución de LDG para la producción de energía eléctrica, obtenida de [4]

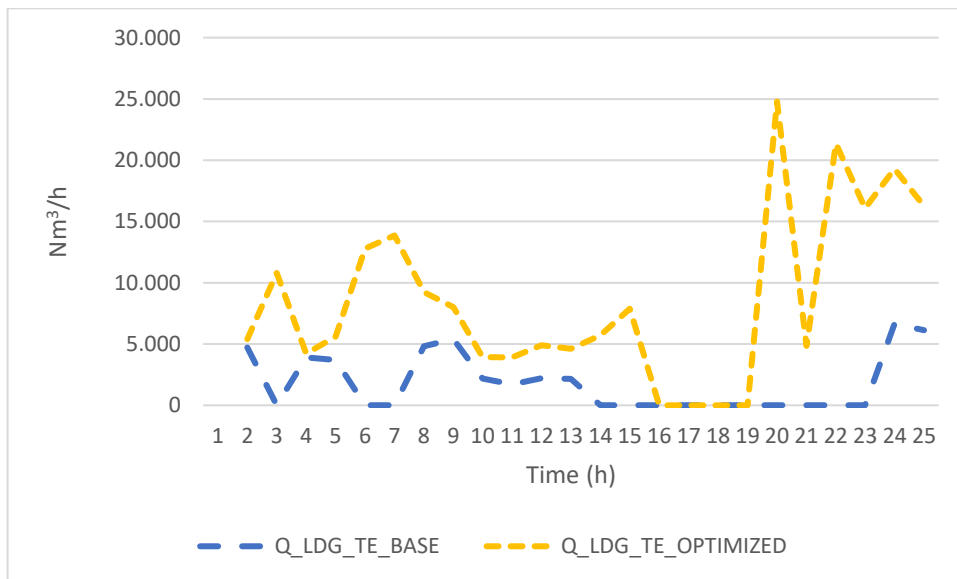


Ilustración 24: Escenario base y optimizado de la distribución de LDG para la producción de energía térmica, obtenida de [4]

Como se muestra en la Ilustración 25, el volumen de COG asignado a la producción térmica es el mismo en ambos casos (las líneas se superponen) y coincide con la cantidad disponible (Ilustración 10). Aun así, para lograr abastecer los requisitos de energía térmica también se debe utilizar NG (Ilustración 26). Este escenario presenta una escasez de COG por lo que se complementa con NG. Sin embargo, tal y como se muestra en la



Ilustración 26 el consumo de NG es mayor en el escenario base que en el escenario optimizado, lo que arroja ahorros notables.

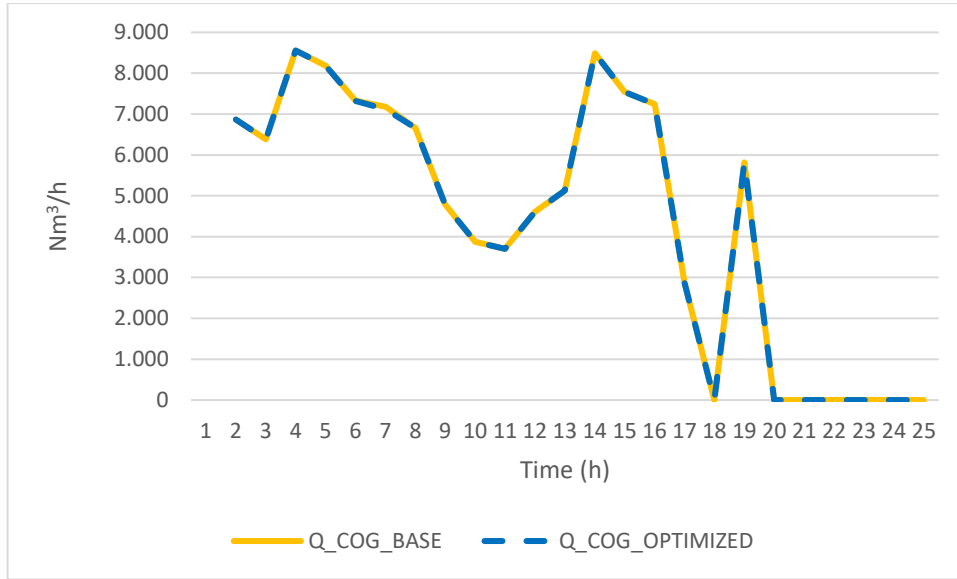


Ilustración 25: Escenario base y optimizado de la distribución de COG para la producción de energía térmica, obtenida de [4]

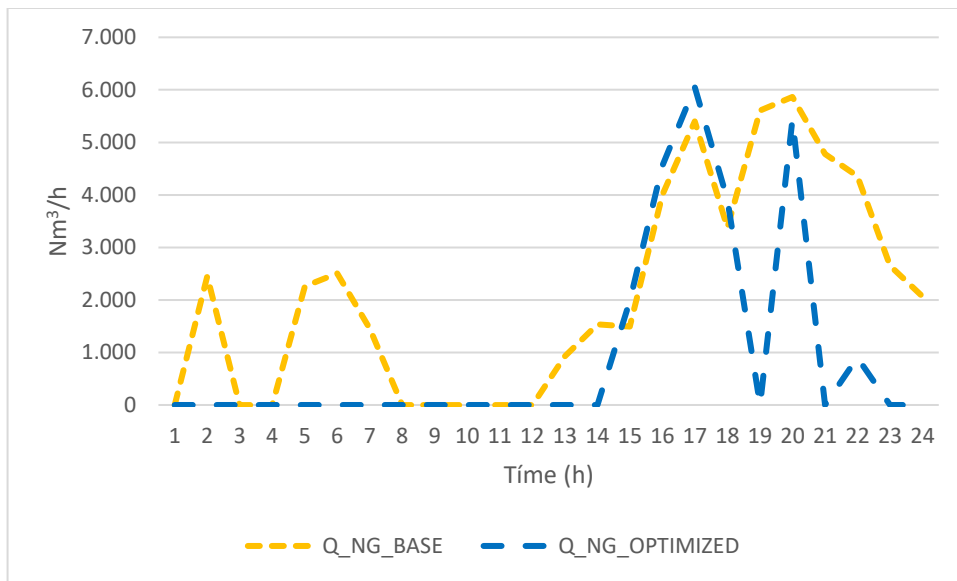


Ilustración 26: Escenario base y optimizado de la distribución de NG para la producción de energía térmica, obtenida de [4]

La Ilustración 27 detalla una comparación entre el nivel del gasómetro en el escenario base y el nivel en el escenario propuesto una vez la optimización ha sido realizada. En el último caso, la solución optimizada se asocia a un bajo nivel durante la noche; sin embargo, desde las 4 de la mañana hasta las 6 de la tarde permanece por



encima de los 50.000 Nm³. Las siguientes horas se prioriza el aprovechamiento de la energía almacenada en el gasómetro para disminuir el consumo de NG.

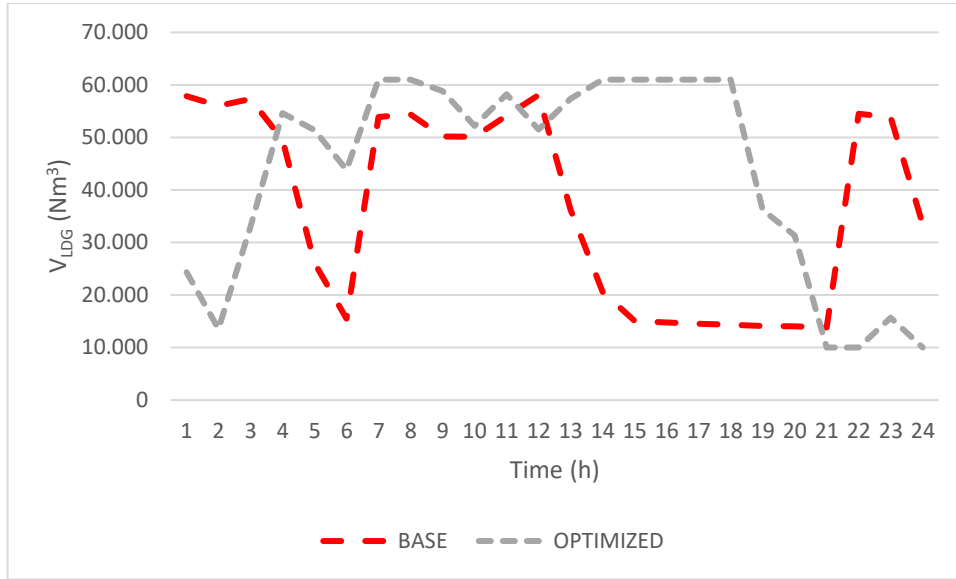


Ilustración 27: Escenario base y optimizado V_{LDG} en el gasómetro, obtenida de [4]

El número de motores, quemadores y calderas encendidos / apagados en los escenarios base y optimizados se muestran en las Ilustraciones 28 y 29, respectivamente. La solución optimizada minimiza la parada de los motores en un 29%. Sin embargo, los cambios de quemador en las calderas se incrementan en un 70% debido a la mayor exigencia en la gestión de los gases siderúrgicos.

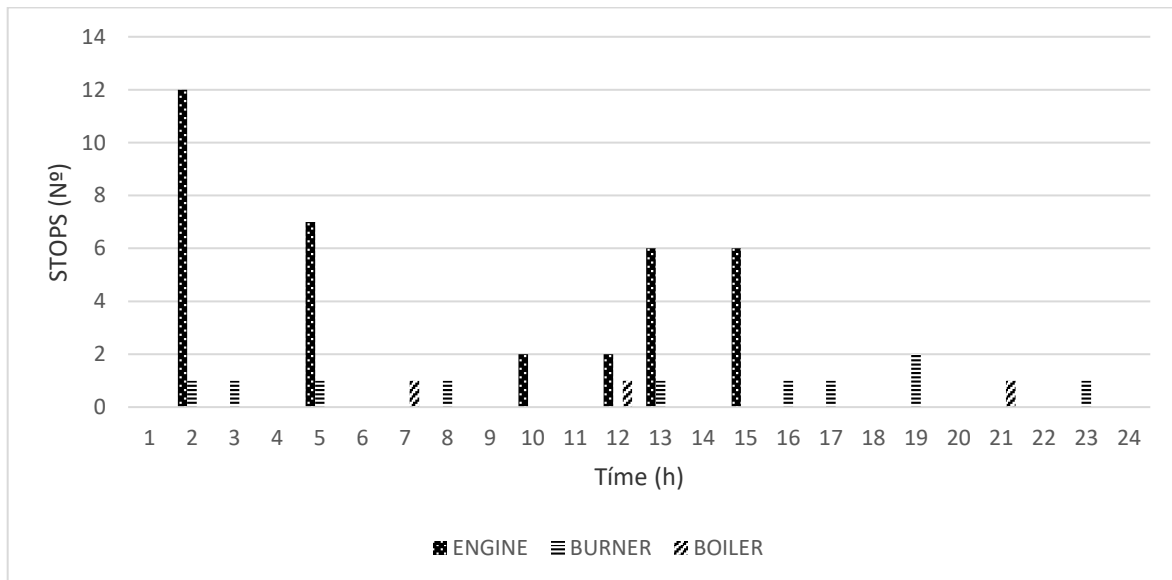


Ilustración 28: Escenario base motor, quemador y caldera ON/OFF, obtenida de [4]

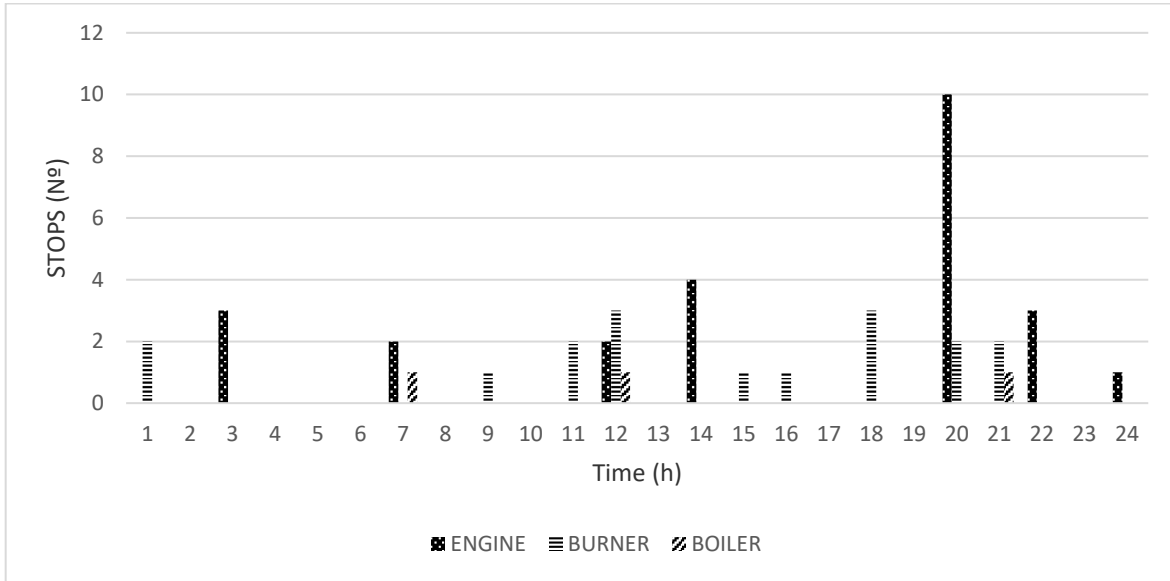


Ilustración 29: Escenario optimizado motor, quemador y caldera ON/OFF, obtenida de [4]

La Ilustración 30 muestra los resultados económicos en ambos escenarios. La asignación propuesta por el modelo transforma un escenario con pérdidas en un escenario rentable.

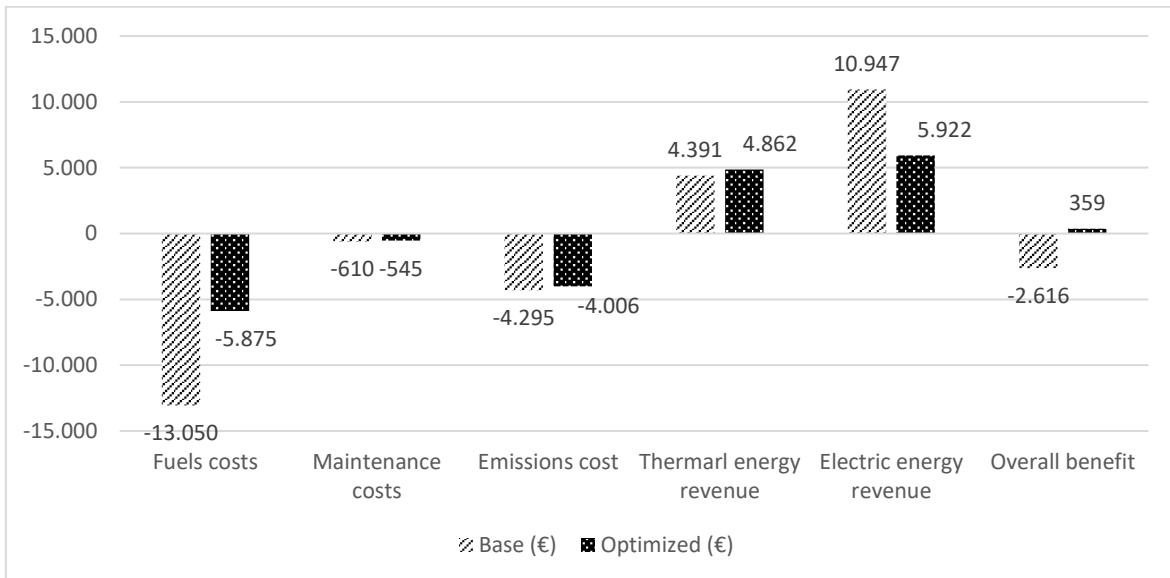


Ilustración 30: Desglose comparativo de los beneficios de ambos escenarios, obtenida de [4]

El escenario base se centra en la forma de evitar el consumo de GN, sin prestar especial relevancia cómo una asignación más adecuada de los gases residuales podría contribuir de forma positiva en los resultados. Por tanto, el modelo base produce mayores costos operativos de forma sistemática. El modelo optimizado minimiza los costos de combustible en un 55% basado en la reducción del consumo de NG. Los costes de mantenimiento son prácticamente los mismos en ambos modelos. Los costes



asociados a las emisiones también son menores en el escenario propuesto debido al mayor aprovechamiento del COG, ya que también tiene un factor de emisión de CO₂ mucho más bajo que el LDG. Los ingresos por energía térmica son prácticamente los mismos en ambos casos porque el precio por tonelada de vapor producido con gases siderúrgicos es el mismo. Los ingresos de la producción de energía eléctrica son menores con el modelo propuesto, pero los beneficios finales son más elevados.

5.2.1 Análisis de Sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad de los factores más significativos del proceso de cogeneración. Los gases siderúrgicos actualmente no tienen coste, las baterías de coque funcionan de forma continua por lo que su aprovechamiento es indispensable. En el futuro está previsto que las plantas siderúrgicas aumentarán considerablemente el consumo y valorización de los gases siderúrgicos, especialmente el COG por su buen poder calorífico, por lo tanto, COG tiene valor económico. Por todas estas cuestiones es importante realizar un análisis de sensibilidad del precio COG, concluyendo que hasta alcanzar un coste de 0,079 €/m³ el escenario actual sigue siendo rentable.

El comercio en el mercado de emisiones de CO₂ es cada vez más relevante para la sostenibilidad y competitividad de las empresas. La tendencia futura es que el precio de las emisiones de CO₂ continuará aumentando. Por lo tanto, se realizó un análisis de sensibilidad variando el valor del P_{CO2} y comparando la rentabilidad del proceso con otros parámetros económicos muy importantes. Uno de esos parámetros es la capacidad del gasómetro, la cual es fija, pero este modelo podría ser útil para la toma de decisiones para ampliar el volumen del gasómetro existente o bien diseñar un nuevo proceso. La Tabla 16 muestra cómo los beneficios varían con los diferentes precios de las emisiones de CO₂ y las capacidades del gasómetro. Aquí, es importante el punto de inflexión donde el coste de las emisiones de CO₂ deja de ser rentable frente a una determinada capacidad de almacenamiento en el gasómetro. Por ejemplo, en el escenario actual para una capacidad de 60.000 Nm³ estaría entre 5 y 10 €/t. Otro análisis interesante es la relación entre la capacidad de almacenamiento y el beneficio esperado, que sigue una relación logarítmica, es decir duplicar la capacidad del gasómetro no significa duplicar los beneficios.

Asimismo, la Tabla 17 muestra una comparación de los precios de la energía térmica y las emisiones de CO₂. Con un precio de la energía térmica por encima del 50% del precio del CO₂, la planta de cogeneración sería rentable.

Tabla 16: Análisis de sensibilidad del precio del CO₂ y del nivel del gasómetro

Beneficio [€]	Precio CO ₂ (€/t)
---------------	------------------------------



	0	5	10	15	20	
	30.000	4460	1019	-2422	-5864	-9306
	60.000	5387	2022	-1342	-4702	-8072
V_{LDG} (Nm³)	90.000	6082	2794	-492	-3760	-7068
	120.000	6655	3444	234	-2976	-6187
	150.000	7172	4036	900	-2235	-5371

Tabla 17: Análisis de sensibilidad del precio del CO₂ y el precio de la energía térmica

Beneficio [€]	Precio CO ₂ (€/t)					
	0	5	10	15	20	
2	3111	-251	-3613	-6975	-10.337	
4	5989	2626	-735	-4097	-7459	
P_{TE} (€/t)	6	8867	5504	2142	-1219	-4581
	8	11.745	8392	5020	1658	-1703
	10	14.623	11.260	7898	4536	1174

5.3. Optimización multiobjetivo de la cogeneración con gases siderúrgicos

Al principio, el problema se modela con CPLEX como una optimización monoobjetivo para la maximización de los beneficios. Luego, las emisiones de CO₂ se convierten en una variable que varía a lo largo de su correspondiente rango, aumentando ϵ veces cada iteración. En este caso, el CO₂ se estudió en el rango de 1.000 a 1.205 toneladas, con un tamaño de paso de 5 toneladas. Posteriormente se construyó el frente de Pareto, tal y como viene presentado en la Ilustración 31. En estas condiciones, el algoritmo de restricción ϵ presenta un rango de beneficio que comienza en 6.734 € y alcanza el valor máximo en 15.020 € / día. Como era predecible, las toneladas de CO₂ producidas fueron una sucesión creciente y monótona, pero es importante reseñar que se encontró un punto de inflexión en 1.145 t en el cual se produce un cambio en la tendencia en el comportamiento de las emisiones.

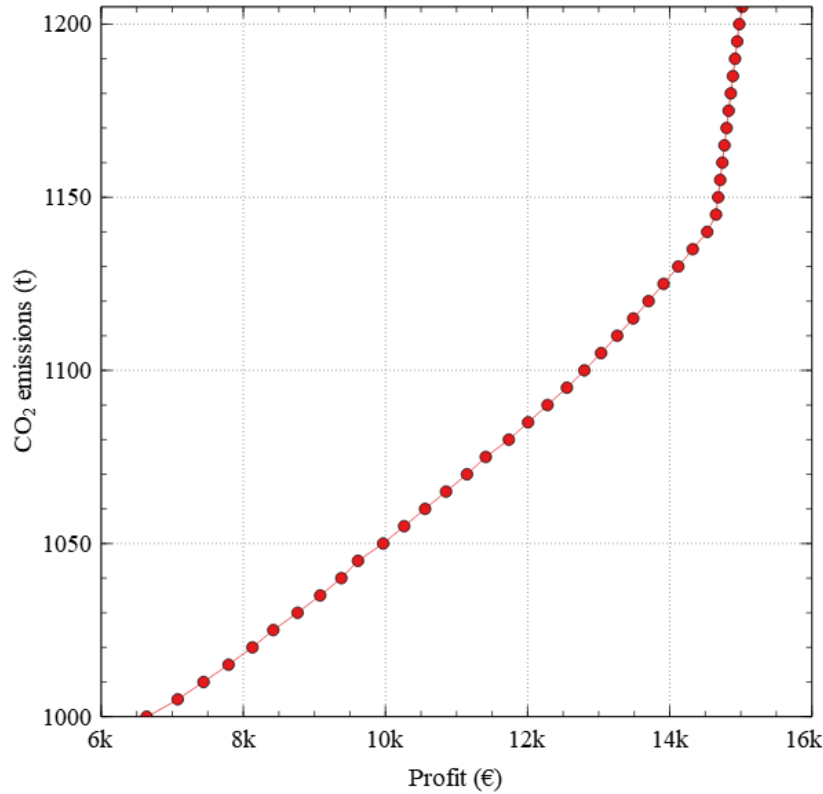


Ilustración 31: Soluciones del frente de Pareto obtenidas con el método restricción ϵ , obtenida de [5]

La Ilustración 32 presenta parte de las diferentes soluciones obtenidas aplicando la técnica de escalarización descrita anteriormente, en este caso, con escalones de 50 t. Para una mayor facilidad de visualización de los resultados, se ha representado parte de las soluciones del frente de Pareto para diferentes valores de emisiones de CO₂ del proceso industrial y se muestran los beneficios y la distribución de los gases siderúrgicos. Como se puede observar, las horas de mayor beneficio coinciden con las horas pico del mercado eléctrico, por lo que la LDG se utiliza principalmente para producir electricidad. Sin embargo, a medida que aumenta la restricción de emisiones de CO₂, los beneficios son mucho más continuos y estables durante todas las horas, con un valor aproximado de 700 €/h. El consumo de COG aumenta y desplaza el consumo de LDG para garantizar el suministro de energía térmica. Esto también explica el comportamiento de la gráfica en el punto de inflexión, originado por el incremento de los costes de combustible por la contribución del COG como combustible principal para la producción de energía térmica y la consiguiente disminución drástica de los beneficios.

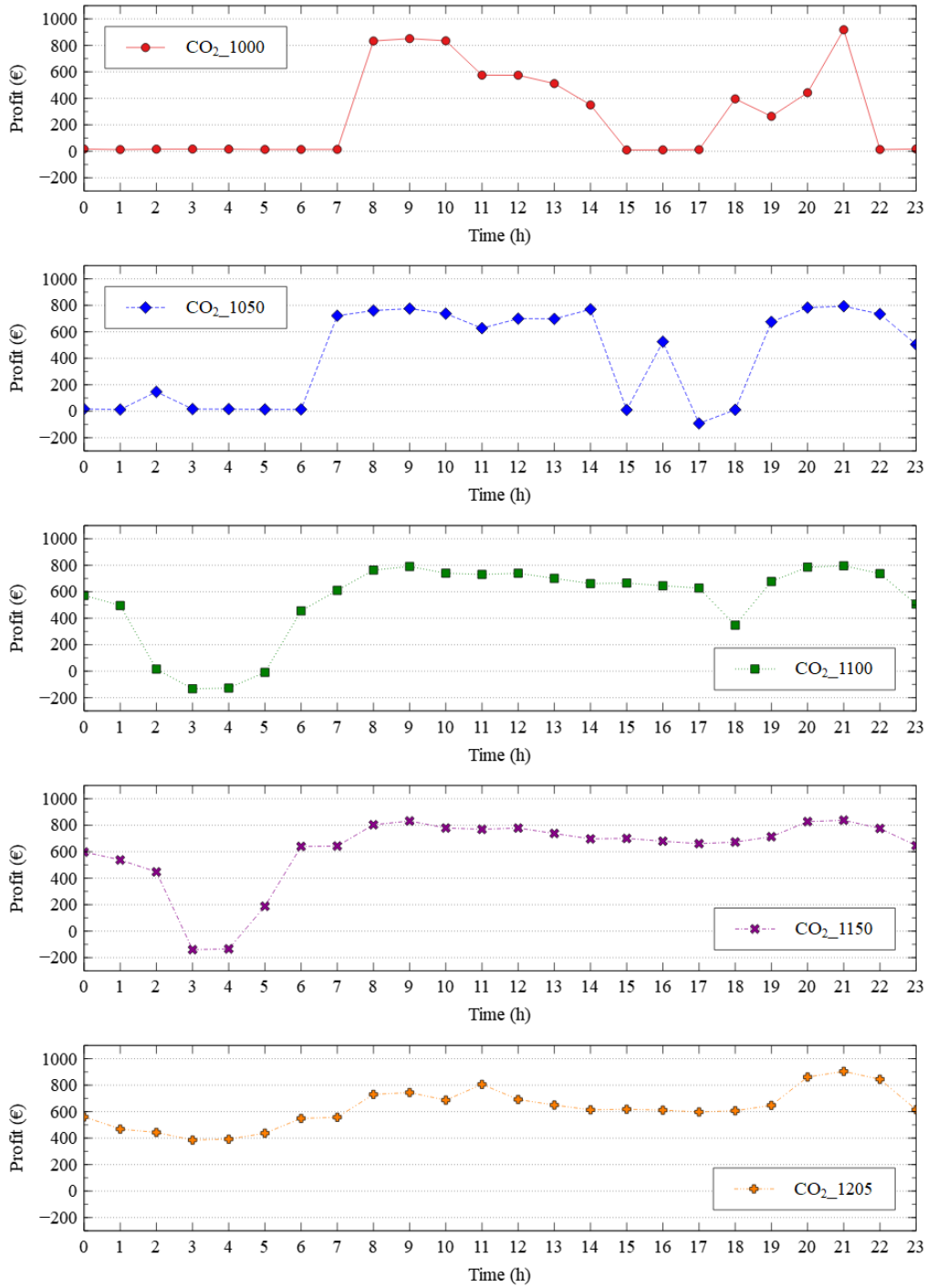


Ilustración 32: Beneficios y emisiones de CO₂ con restricción ϵ en el periodo considerado, obtenida de [5]

Las Ilustraciones 33, 34 y 35 presentan la distribución propuesta para LDG_{TE}, LDG_{EE} y COG_{TE} durante el período analizado para cada una de las restricciones impuestas al valor de las emisiones de CO₂. Las Ilustraciones 33 y 35 son prácticamente complementarias, cuando el consumo de LDG_{TE} aumenta, el COG_{TE} disminuye, y viceversa. Entre ambos combustibles, deben producir el vapor requerido por la factoría



siderúrgica. En ambas ilustraciones, los parámetros relevantes son el poder calorífico y el factor de emisión del COG con respecto al LDG, dos veces mayor y cuatro veces menor, respectivamente. Con respecto a la Ilustración 34, el consumo de LDG_{EE} se distribuye para optimizar las ventas, por lo tanto, en este caso el factor importante es el precio horario del mercado eléctrico.

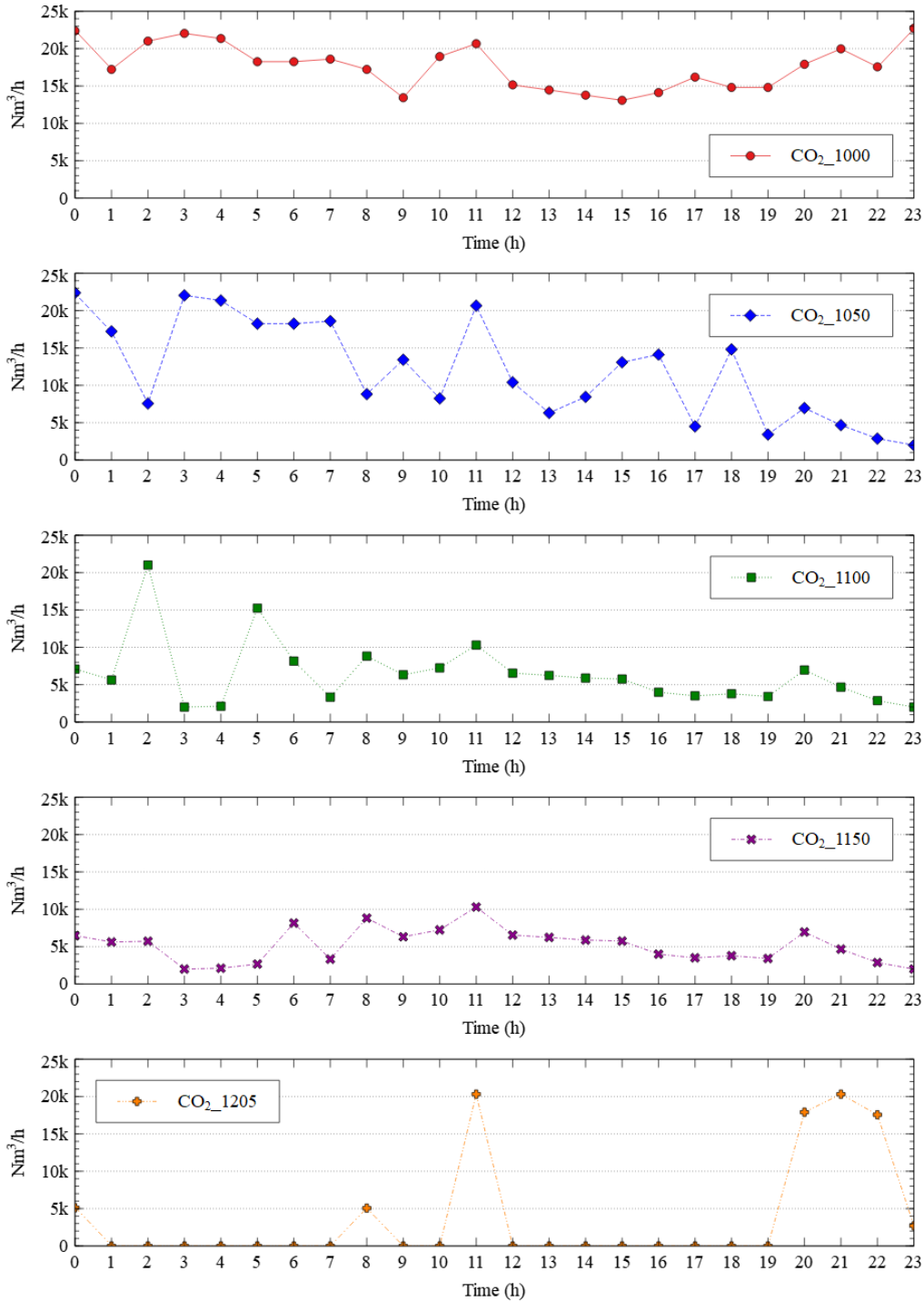




Ilustración 33: Distribución del LDG térmico y emisiones de CO₂ con restricción ϵ en el periodo considerado, obtenida de [5]

La Ilustración 33 muestra como las limitaciones con menor nivel de emisión de CO₂, aumenta el consumo de LDG_{TE}, lo que repercute en menores costes de combustible, pero también en menores ingresos al priorizar la producción de energía térmica sobre la energía eléctrica.

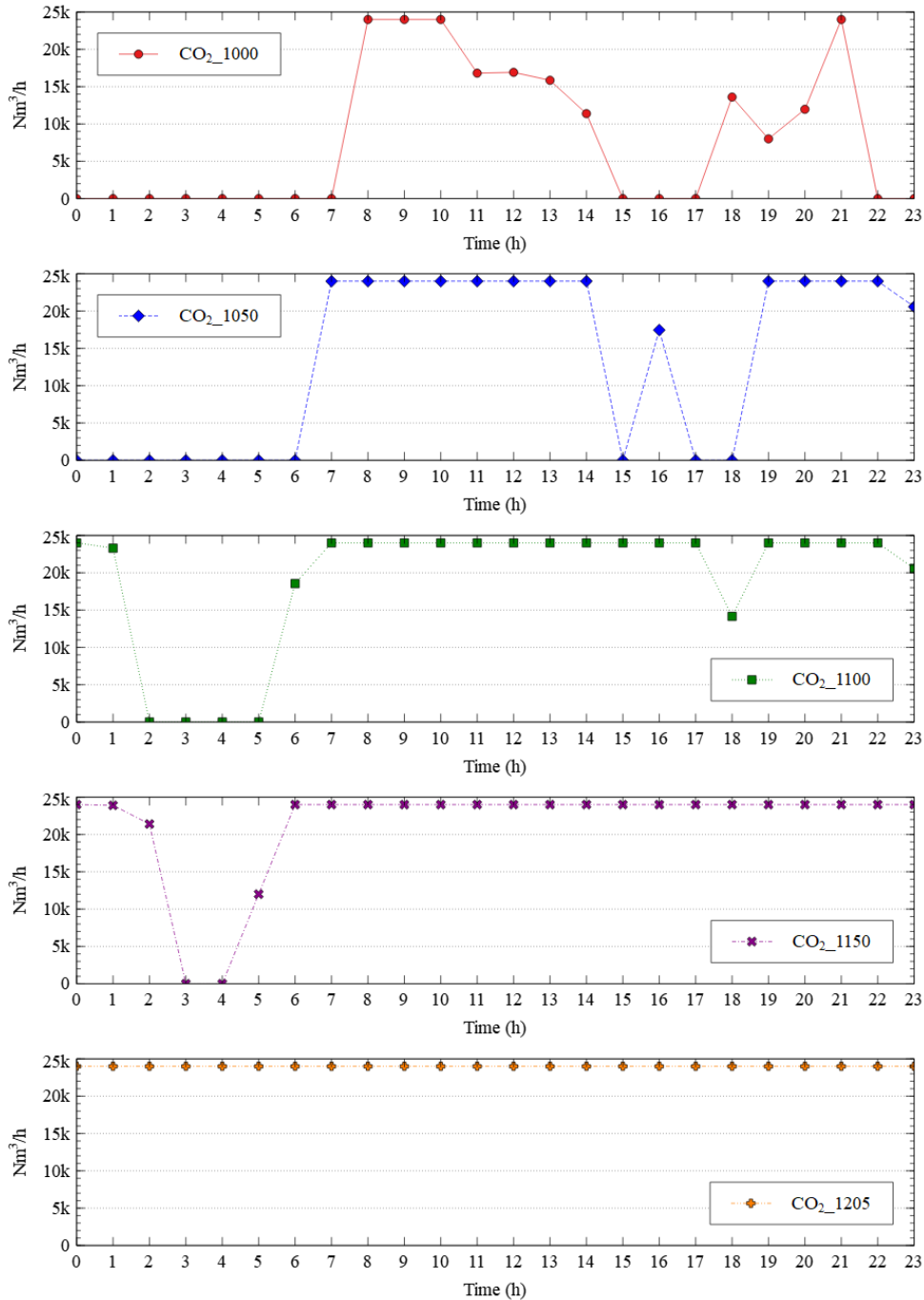


Ilustración 34: Distribución del LDG eléctrico y emisiones de CO₂ con restricción ϵ en el periodo considerado, obtenida de [5]



La Ilustración 34 detalla para las limitaciones por debajo de 1050 t de CO₂, LDG_{EE} se emplea solamente durante las horas pico. Por el contrario, en los otros escenarios solo restringen el consumo en algunas horas valle, mientras que en el resto de las horas mantienen el consumo al máximo.

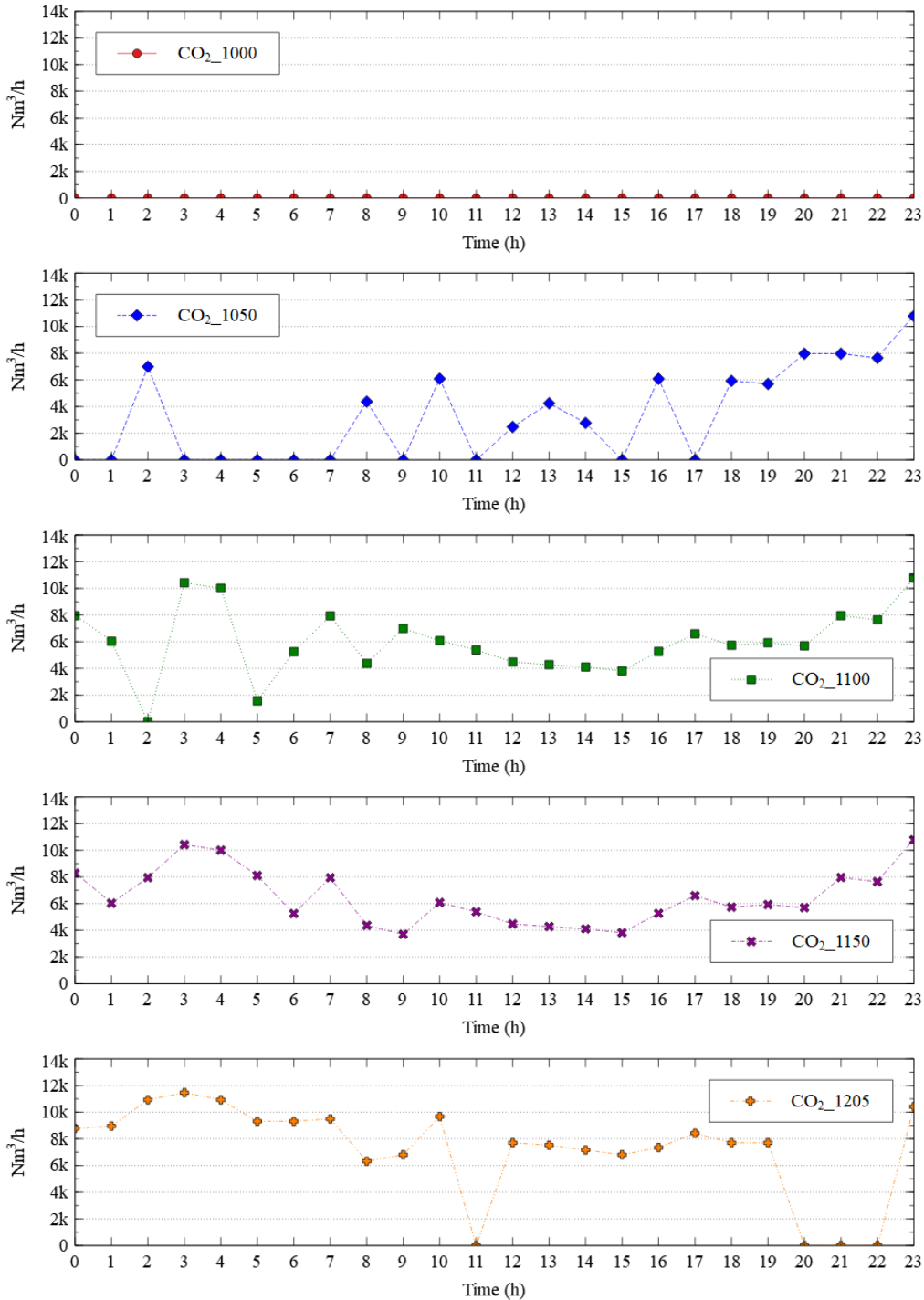


Ilustración 35: Distribución del COG térmico y emisiones de CO₂ con restricción ϵ en el periodo considerado, obtenida de [5]



La Ilustración 35 presenta como a medida que aumentan los niveles de CO₂, aumenta el consumo de COG_{TE}. Por lo tanto, se dispone de una mayor cantidad de LDG para la producción de energía eléctrica con la consecuente maximización de las ventas. A medida que aumenta el consumo de COG_{TE} también aumentan los costes de combustibles. Sin embargo, debido a que COG_{TE} es menos contaminante que LDG_{TE} los costes asociados a las emisiones disminuyen.

La solución durante el periodo analizado supone un aumento considerable de las ventas de energía. Las decisiones propuestas por el modelo de optimización se comparan con el consumo de combustible derivado de las directrices de los responsables de la planta, en adelante, caso base. El consumo de cada gas se muestra en la Ilustración 36.

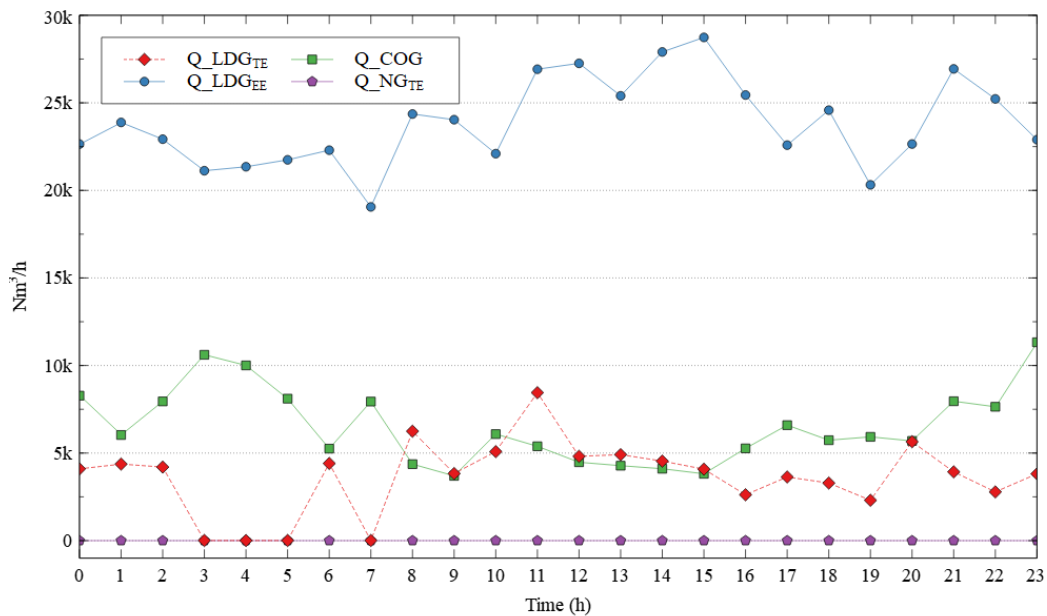


Ilustración 36: Distribución de gases en un caso base, obtenida de [5]

Considerando como referencia el punto de inflexión para la comparación, el modelo propuesto emite un 3% menos de CO₂ que el caso base (Ilustración 37), principalmente por el mayor aprovechamiento de ambos gases, especialmente COG para producir energía térmica, y por tanto la asignación de la mayor cantidad de LDG para la producción de energía eléctrica, como se puede apreciar en las Ilustraciones 37 y 38.

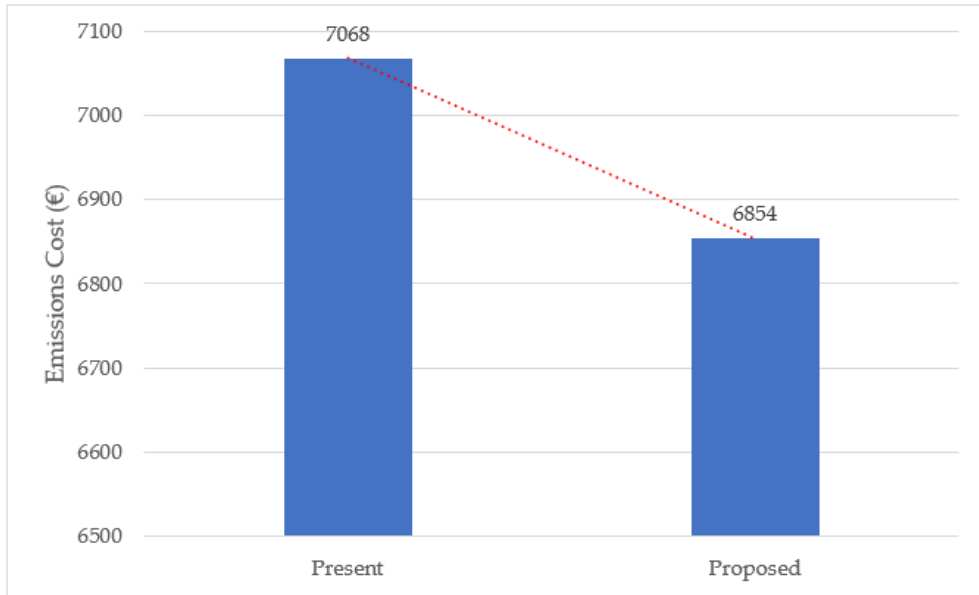


Ilustración 37: Disminución de las emisiones de CO₂ durante el periodo analizado, obtenida de [5]

En cuanto a la vertiente económica, los resultados obtenidos por el método se detallan en la Ilustración 37. La optimización realizada mediante el método ϵ -constraint permite alcanzar valores superiores (la diferencia es del 14,86%) con respecto al caso base. En este caso, la optimización propuesta muestra una mejora en la eficiencia de las operaciones de la planta originados fundamentalmente por un mejor aprovechamiento de la distribución de los gases disponibles.

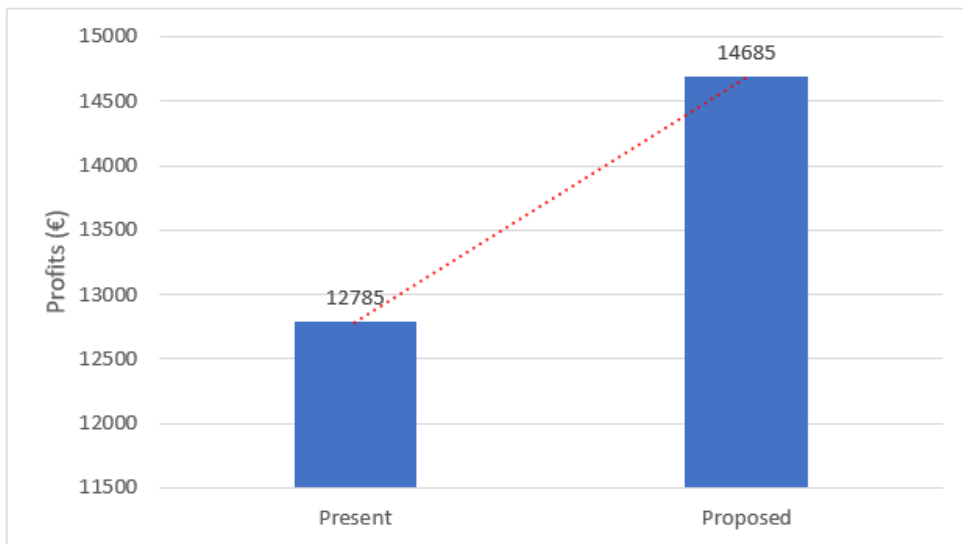


Ilustración 38: Aumento de los beneficios durante el periodo analizado, obtenida de [5]



5.3.1 Análisis de sensibilidad del precio del CO₂ y las restricciones del CO₂

Dentro del desafío de las empresas por mejorar la eficiencia, la competitividad y la sostenibilidad, el comercio de emisiones de CO₂ es cada vez más relevante. Las previsiones del mercado apuntan a que el precio del CO₂ seguirá subiendo. En este contexto resulta especialmente importante realizar un análisis de sensibilidad aumentando la P_{CO₂} y comparándola con los parámetros de emisión de CO₂ de restricción ϵ utilizados en la aplicación del MOO del proceso. Su influencia en los beneficios es significativa tal y como se puede ver en la Tabla 18.

Tabla 18: Análisis de sensibilidad de los parámetros de restricción de CO₂ y el precio del CO₂

Beneficio [€]	Precio CO ₂ (€/t)						
	5	10	15	20	25	30	
CO ₂ Restricción (t)	1000	7597	2599	-2400	-7401	-12.400	-17.398
	1050	10.947	5697	447	-4802	-10.052	-15.302
	1100	13.749	8249	2749	-2750	-8250	-13.750
	1150	14.952	9202	3452	-2297	-7976	-13.529
	1200	15.555	9595	3650	-2280	-7976	-13.529

La Ilustración 39 muestra cómo cambian los beneficios con diferentes supuestos de precios del CO₂ y restricciones de CO₂; a partir de 20 € / t, el SGCP no es económicamente viable. Asimismo, para los tres coeficientes menos restrictivos de emisiones de CO₂, la tendencia de cada una de las líneas con CO₂ por encima de 20 € / t prácticamente se solapa. Sin embargo, para los dos coeficientes más restrictivos, las líneas tienen trayectorias paralelas en todo el rango de precios del CO₂.

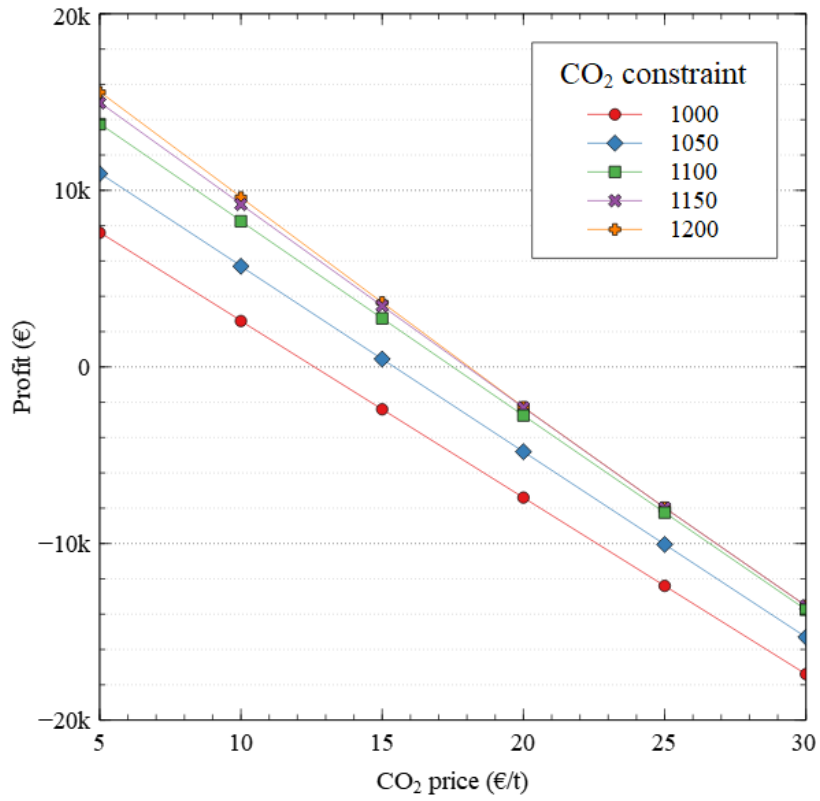


Ilustración 39: Análisis de sensibilidad de la restricción de CO₂ y los precios de CO₂, obtenida de [5]



6. CONCLUSIONES Y LINEAS DE FUTURO

6.1. Conclusiones

Esta tesis plantea un modelo para la planificación y gestión de los gases residuales producidos en una factoría siderúrgica. El caso de estudio expone como el modelo aplicado proporciona una solución sostenible y orientada hacia la búsqueda de una mayor eficiencia operacional en la gestión de la planta. Estas medidas se desarrollan mediante la optimización del proceso desde una perspectiva medioambiental, económica y finalmente una optimización multiobjetivo de ambos enfoques simultáneamente.

En lo que respecta a **la vertiente medioambiental**, el estudio realizado mediante la aplicación del LCA [3] demostró que la valorización de los gases siderúrgicos en un proceso de cogeneración supone un beneficio ambiental en todos los escenarios analizados, incluso considerando la puesta en marcha de una planta especialmente diseñada para ello, con un rendimiento menor que si trabajase con gas natural y emisiones más contaminantes.

La minimización del consumo de gas natural es muy importante para reducir los daños producidos por el agotamiento de los recursos fósiles de la capa de ozono. Cuando la energía se produce solamente con gases siderúrgicos se ahorran 169,72 Nm³/ MWh de gas natural y 120,82 Nm³/MWh en las condiciones normales de operación. La peor situación es cuando dichos gases residuales se desaprovechan en la antorcha sin ningún tipo de valorización, en este caso el análisis muestra un aumento de más de 100 puntos en comparación con el escenario real de funcionamiento de la planta durante el 2014. Los gases siderúrgicos tienen un peor comportamiento medioambiental que el gas natural, pero siempre es mejor que la opción de quemarlos en la antorcha. Por el lado contrario cuanto mayor es el consumo de gas natural, mayor es el impacto en las categorías de toxicidad para el ser humano, radiación ionizante y agotamiento de los recursos fósiles y ozono debido al aporte de energía externa requerida.

A la vista de los resultados obtenidos es posible diseñar ciertas acciones para reducir el impacto ambiental asociado al proceso de fabricación del acero. Por ejemplo, cuanto mayor cantidad de gases residuales estén disponibles para valorización energética, mayor será el beneficio obtenido. Por lo tanto, una mayor capacidad de almacenamiento en los gasómetros evitaría muchas emisiones en la antorcha y mejoraría notablemente el aprovechamiento de los gases siderúrgicos.

El LCA supone una importante herramienta para la ayuda a la toma de decisiones en la gestión de los gases siderúrgicos por todas las partes intervinientes en el proceso de producción y en muchas ocasiones con intereses entrelazados. Debido a sus propiedades



energéticas, otros procesos “aguas abajo” compiten con el aprovechamiento de los gases residuales (por ejemplo, hornos de colada continua, o procesos de laminación en caliente). Los resultados de este estudio son una valiosa contribución para la integración de los modelos de optimización en nuestras actividades y procesos, y en este caso concreto para optimizar la distribución de los gases en una factoría siderúrgica.

En segundo lugar y una vez desarrollado el estudio desde una **perspectiva económica** [4], no cabe ninguna duda que la gestión de los procesos de cogeneración a partir de gases residuales en la industria siderúrgica es compleja. Para lograr la minimización de los costes operativos es imprescindible tener en cuenta el sistema desde un punto de vista global. Para ello se propone un modelo MILP para la optimización durante múltiples períodos de la asignación de los gases siderúrgicos en el SCGP. El caso de estudio muestra que el método propuesto funciona bien para maximizar los beneficios totales. Comparado con el escenario base (toma de decisiones por los gestores de planta), se obtuvo un beneficio superior al 16,9%. Este resultado se basa en los datos operacionales durante un día con escasez de gases siderúrgicos y por lo tanto requiere que el sistema se complemente con el aporte de gas natural. A priori puede parecer un caso raro, sin embargo, es un caso muy representativo de una situación que ocurre con cierta frecuencia. En situaciones de suministro suficiente de gases residuales, la toma de decisiones humana y la toma de decisiones modelo no difieren significativamente, pero cuando otras circunstancias entran en juego, los operadores tienden a tomar decisiones a corto plazo y, por lo tanto criterios son mucho menos eficientes. Para superar esta limitación, se propone un análisis de los escenarios con un horizonte de tiempo más amplio, concretamente 24h antes, ya que el precio del mercado eléctrico es establecido anticipadamente con esa ventana de temporal. A pesar de ello, para periodos a mayor plazo se pueden producir diferentes patrones que deben tenerse en cuenta, por ejemplo, unas condiciones meteorológicas adversas conllevan unos precios de la electricidad mucho más elevados.

También se elaboró un análisis de sensibilidad con los precios del CO₂, los niveles del gasómetro y la energía térmica. Esta información puede resultar de gran utilidad a la hora de diseñar nuevos procesos de cogeneración, en este sentido, el correcto dimensionamiento de la capacidad del gasómetro es uno de los parámetros de diseño más relevantes; como se señaló en este estudio, la relación de capacidad-beneficios es logarítmica. También es destacable el análisis de la influencia de las emisiones de CO₂, ya que este factor es uno de los más importantes en el contexto actual de descarbonización. Este estudio considera solo un objetivo porque las emisiones de CO₂ se traducen en también en costes con el objetivo de calcular el beneficio total del proceso.

Por último, y una vez analizadas las conclusiones extraídas de los trabajos de optimización medioambiental y económica efectuadas de una manera independiente, en



el artículo [5] se presentó una nueva perspectiva para **la optimización multiobjetivo** mediante un modelo evaluando el Frente Pareto que relaciona los beneficios y las emisiones de CO₂ de un SGCP basado en la restricción ϵ combinada con un caso de optimización MILP. En este contexto, el modelo CPLEX permite el uso de un enfoque multiobjetivo de ϵ -constraint, que es una extensión de programación lineal para su aplicación en problemas de optimización biobjetivo. El método fue más sencillo de aplicar en comparación con otros métodos MOO, como los algoritmos evolutivos. El método propuesto fue útil y proporciona a los gestores de los procesos información importante para la correcta planificación y aprovechamiento de los gases de subproductos. Los resultados son fiables y prácticos para su aplicación en la planta y pueden constituir una herramienta eficaz de apoyo a la toma de decisiones para los responsables del proceso. En comparación con la operación actual de la planta, el modelo propuesto puede incrementar el beneficio hasta en un 14,8% y reducir las emisiones de CO₂ hasta en un 3%. El estudio de caso se basó en un día de operación típico a partir de los datos reales obtenidos del proceso.

El modelo permite identificar puntos de inflexión a partir de los cuales el nivel de emisiones aumentaría de manera desproporcionada. En el caso estudiado, dicho punto de inflexión fue detectado cuando las emisiones de CO₂ alcanzan las 1.145 t, como es lógico la identificación de estos puntos es clave en el proceso de toma de decisiones.

También se realizó un análisis de sensibilidad del comportamiento de los beneficios según varían el precio del CO₂ y las restricciones de CO₂. Podemos extraer del análisis de sensibilidad que con precios de emisión de CO₂ superiores a 20 € / t la planta de cogeneración no sería rentable y tendría una viabilidad muy limitada, especialmente en el caso de LDG, por su bajo poder calorífico y su elevado factor de emisión.

Aunque la limitación de este estudio es que los resultados son particulares para un caso específico de operación, los resultados pueden generalizarse porque el caso es representativo y frecuente en la gestión de la planta.

El modelo presentado también tiene un buen potencial para ser aplicado a otros procesos multicombustible, como el proceso de refino del petróleo o en plantas de tratamiento de biogás. Simplemente sería necesario adaptar las propiedades de los nuevos combustibles al modelo desarrollado. Uno de los retos de este trabajo es la baja capacidad de almacenamiento del gasómetro. El modelo permite optimizar el volumen del gasómetro adaptándose al precio horario del mercado eléctrico. Por tanto, puede considerarse como una herramienta muy útil para la toma de decisiones a muy corto plazo, no más de 2 o 3 h, lo cual supone un reto muy importante.



Dado que es previsible que la penalización por las emisiones de CO₂ aumenten continuamente, el modelo propuesto jugará un papel cada vez más importante en la gestión energética de la red eléctrica en el futuro. El modelo se puede aplicar no solo para mejorar la gestión de un proceso existente, sino que también se pueden realizar simulaciones con procesos virtuales. También sería útil para evaluar la viabilidad de posibles cambios en las condiciones de operación de un proceso, que pueden ser planteados por necesidades futuras o para una futura modificación del modelo de planta, incluyendo componentes o restricciones adicionales del sistema. Como resultado, serían necesarias más investigaciones para aplicar este modelo a otras plantas para verificar su validez y encontrar sus limitaciones.

6.4. Líneas de futuro

El trabajo realizado permite obtener resultados relevantes sobre la conveniencia de la aplicación de la tecnología de cogeneración con gases siderúrgicos. Pero puede ser complementado presentando las siguientes líneas de acción futura:

- Mejorar la coordinación y gestión de los consumos de gases siderúrgicos y de la producción de energía térmica entre la compañía siderúrgica y la cogeneración con el objetivo de la reducción de los consumos de GN.
- Buscar puntos de funcionamiento más sostenibles desde el punto de vista medioambiental y/o económico para los diferentes equipos que conforman la planta de cogeneración.
- Estandarizar la distribución de gases en el proceso, hasta ahora se hace de forma empírica según el responsable de cada turno de trabajo y en función de las limitaciones impuestas por la factoría siderúrgica.
- Realizar el análisis del coste de ciclo de vida para el proceso de cogeneración siderúrgico nos permitiría optimizarlos costes derivados de la operación y mantenimiento de los equipos que conforman la planta.
- Complementar el enfoque multiobjetivo con otros indicadores medioambientales (NO_x, SO₂, Huella de Carbono, Destrucción Capa de Ozono...) y determinar su relevancia en los resultados.
- Realizar una comparativa del LCA de la cogeneración con las demás tecnologías de generación de energía eléctrica (energía eólica, fotovoltaica, hidráulica, térmica...etc) con el objetivo de determinar la sostenibilidad de cada una de ellas.
- Aplicación de diferentes herramientas de optimización para analizar su influencia sobre las soluciones obtenidas.



- Estudiar la relación entre el nivel de gasómetro, consumo de LDG y precio horario del pool para lograr una optimización de las ventas diarias por generación de energía eléctrica.
- Adaptar el modelo para otros recursos energéticos con posibilidad de almacenamiento como pueden ser los sistemas fotovoltaicos dotados de baterías, aprovechamientos hidroeléctricos u otros sistemas de acumulación de energía térmica y/o eléctrica.



7. TRABAJOS DE INVESTIGACION

7.1. Informe de Factor de Impacto de las Publicaciones

Todas las revistas a las que se han sido enviados los trabajos aquí expuestos están incluidos dentro del Journal Citation Report (JCR). A continuación se muestran los detalles, factores de impacto y otros parámetros de impacto de cada una de ellas:

Título:

Evaluation of the synergies in cogeneration with steel waste gases based on Life Cycle Assessment: A combined coke oven and steelmaking gas case study.

Autores:

Garcia Garcia, S., Rodriguez Montequín, V., Luiña Fernandez, R. y Ortega Fernandez, F.

Journal:

Journal of Cleaner Production 2019, 217, 576 – 583.

Ranking:

Factor de impacto: 7,246 (2019)

Areas:

Engineering & Environmental: 8 / 53 (Cuartil Q1)

Environmental Sciences: 19 / 265 (Cuartil Q1)

Green & Sustainable Science & Technology: 6 / 41 (Cuartil Q1)

Título:

A Mixed Integer Linear Programming Model for the Optimization of Steel Waste Gases in Cogeneration: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study.

Autores:

García García, S., Rodríguez Montequín, V., Morán Palacios, H. y Mones Bayo, A.

Journal:



Energies 2020, 13 (15) 3781; <https://doi.org/10.3390/en13153781>

Ranking:

Factor de impacto: 3,004 (2020)

Areas:

Energy & Fuels: 70 / 114 (Cuartil Q3)

Título:

Multi-Objective Optimization of Steel Off-Gas in Cogeneration Using the ϵ -Constraint Method: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study.

Autores:

García García, S., Rodríguez Montequín, V., Diaz Piloñeta, M. y Torno Lougedo, S

Journal:

Energies 2021, 14 (10) 2741; <https://doi.org/10.3390/en14102741>

Ranking:

Factor de impacto: 3,004 (2020)

Areas:

Energy & Fuels: 70 / 114 (Cuartil Q3)



8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Conserjería Medio Ambiente y Desarrollo Rural, «Información pública - Informe detallado ARCELORMITTAL ESPAÑA - PLANTA SIDERÚRGICA DE AVILÉS Y GIJÓN | PRTR España,» Principado de Asturias, 2005. [En línea]. Available: [WWW Document]. URL http://www.prtr-es.es/Informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=3143. [Último acceso: 16 Mayo 2016].
- [2] Ingeca, Planta de Sidergas. Descripción general del Sistema, 2004.
- [3] S. Garcia Garcia, V. Rodriguez Montequin, R. Luiña Fernández y F. Ortega Fernández, «Evaluation of the synergies in cogeneration with steel waste gases based on Life Cycle Assessment: A combined coke oven and steelmaking gas case study,» *Journal of cleaner production*, nº 217, 576 - 583, 2019.
- [4] S. Garcia Garcia, V. Rodriguez Montequin, H. Moran Palacios y A. Mones Bayo, «A Mixed Integer Linear Programming Model for the Optimization of Steel Waste Gases in Cogeneration: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study,» *Energies MDPI*, vol. 13, nº 3781, 2020.
- [5] S. Garcia Garcia, V. Rodriguez Montequin, M. Diaz Piloñeta y S. Torno Lougedo, «Multi-Objective Optimization of Steel Off-Gas in Cogeneration Using the ϵ -Constraint Method: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study,» *Energies MDPI*, vol. 14, nº 2741, 2021.
- [6] R. Turconi, A. Boldrin y T. Astrup, «Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations.,» vol. 28, nº 555-565, 2013.
- [7] M. Goedkoop, M. Oele, J. Leijting, T. Ponsioen y R. Meija , «Introduction to LCA with SimaPro (PRé).,» 2016.
- [8] R. Parajuli, S. Loke y P. Ostergaard, «Life cycle assessment of district heat production in straw fired CHP plant.,» vol. 68, nº 115-134, 2014.
- [9] P. Adams y M. McManus, «Small- scale biomass gasification CHP utilisation in industry: Energy and environmental evaluation.,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 6, nº 129-140, 2014.
- [10] S. Moras, «Environmental assessment of energy production by combustion of biogas



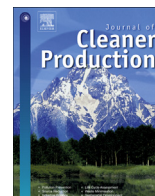
- provided by the anaerobic digestion of agricultural biomass.,» vol. 9, nº 413-425, 2008.
- [11] R. Frischknecht, N. Jungbluth, H. Althaus, G. Doka, R. Dones, T. Heck y R. Helw, «The ecoinvent database: Overview and methodological framework (7 pp).,» *The international journal of life cycle assessment*, vol. 10, nº 3-9, 2005.
- [12] A. Martinez-Rocamora, J. Solís-Gúzman y M. Marrero , «LCA databases focused on construction materials: A review.,» vol. 58, nº 565-573, 2016.
- [13] Y. Shoham y K. Leyton-Brown, «Multiagent Systems: Algorithmic, Game-Theoretic, and Logical Foundations,» Vols. %1 de %2ISBN 1-139-47524-X., 2008.
- [14] J. Kim, H. Yi y C. Han, «Optimal byproduct gas distribution in the iron and steel making process using mixed integer linear programming. In Proceedings of the International Symposium on Advanced Control of Industrial Processes,,» nº 581-586, 2002.
- [15] E. Qi, H. Kong y S. He, «Multi-period optimal byproduct gas scheduling in iron and steel industry. Syst,» vol. 30, nº 2070-2079, 2010.
- [16] V. De Oliveira Junior, J. Pena y J. Salles, «An improved plant-wide multiperiod optimization model of a byproduct gas supply system in the iron and steel-making process,» *Applied energy*, vol. 164, nº 462-474, 2016.
- [17] R. Marler y J. Arora, «Encuesta de métodos de optimización multiobjetivo para ingeniería.,» vol. 26, 2004.
- [18] A. Maddaloni, G. Porzio, G. .. Nastasi, V. .. Colla y T. Branca, «Optimización multiobjetivo aplicada al análisis de modernización: un estudio de caso para la industria del hierro y el acero.,» vol. 91, nº 638-646 [CrossRef], 2015.
- [19] J. Figueira, S. Greco y M. Ehrgott, *Análisis de decisiones de criterios múltiples: encuestas de vanguardia;*, vol. Volumen 78, Nueva York, NY, EE. UU.: Springer, 2005.
- [20] Y. Haimes y D. Wismer, «Modelado y optimización de sistemas integrados mediante cuasilinearización.,» vol. 8, nº 100-109., 1971.
- [21] M. Erghgott y S. Ruzika, «Método mejorado de restricción ϵ para programación multiobjetivo.,» *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 138, 2008.



- [22] T. Li, P. Castro y Z. Lv, «Lyfe cycle assesmente and optimization of an iron making system with aombined cycle power plant: a case study from China.,» vol. 19, nº 1133 - 1145, 2017.

Apéndice A

Publicaciones que forman parte de la Tesis



Evaluation of the synergies in cogeneration with steel waste gases based on Life Cycle Assessment: A combined coke oven and steelmaking gas case study



Sergio García García^a, Vicente Rodríguez Montequín^{b,*}, Rocío Luiña Fernández^b,
Francisco Ortega Fernández^b

^a EDP, Energias de Portugal, Plaza de La Gesta, 2, 33007, Oviedo, Spain

^b Department of Mining Exploitation and Prospecting, University of Oviedo, C/Independencia 3, 33004, Oviedo, Spain

ARTICLE INFO

Article history:

Received 9 April 2018

Received in revised form

18 January 2019

Accepted 23 January 2019

Available online 24 January 2019

Keywords:

Steel by-product gases

Power generation

Life Cycle Impact Assessment

Steel gas cogeneration process

ABSTRACT

Steel making processes dispose large volumes of waste gases whose potential energy can be transformed into heat and electricity by means of cogeneration. A case study using coke oven and Linz-Donawitz converter gas is presented here. The data is obtained from an existing plant located in Northern Spain. The engines are adapted for its operation with converter gas, and steam is generated in boilers that consume coke gas, converter gas and natural gas in the absence of waste gases. The actual influence on the environmental behaviour of the process is analysed considering the benefits but also the drawbacks derived from the gases low calorific value, toxicity and polluting. The work constitutes the first study in an installation with these characteristics and burning this combination of gases. The functional unit is represented by 1 MWh of thermal energy. The analysis has been developed mainly on the bases of the following sources: site-specific measured or calculated data directly from the process of cogeneration, life-cycle inventory databases and bibliographical information. Operating parameters, as well as production data (thermal and electric energy), emissions of NO_x, SO₂ and CO₂, discharges and wastes associated with this process are exposed. The system boundaries were considered gate to gate, so the results are useful for the integration with other global scenarios. Midpoint and endpoint characterisation factors for humans, ecosystems and resources are given. The main effects are related to Climate change, Ionising radiation, Human toxicity and Fossil and Ozone depletion. The results indicate that the usage of these gases implies an environmental benefit. The operational data belonging to 2014 shows a reduction of more than 100 points in the global impact of the functional unit. In the best scenario, 169.42 Nm³/MWh of natural gas may be saved with the consequent reduction in natural resources and ozone depletion.

© 2019 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

CO₂ emission is one of the most important issues in Europe nowadays and the steel making sector is very influenced by this context. Many improvements have been made in the iron and steel sectors to increase efficiency and reduce emissions. However, the requirements in this line of action are increasing, and the regulations are more restrictive. The EU Commission's Low Carbon

Roadmap anticipates an emissions intensity of less than 0.2t CO₂/t steel compared to the starting levels of 1.3t CO₂/t steel (Höglund-Isaksson et al., 2012). Regardless of whether it is realistic to achieve these objectives, the steel making sector will require both technical and financial breakthroughs in technology to ensure its sustainability.

In the current context, it is very important for large consumers of energy (like the steel making sector) to generate, even partially, their own energy requirements. The energy consumed in the entire steel production process represents a very significant percentage of the economic and environmental costs (between 20% and 40% in some countries). Approximately 50% of this energy comes from coal, 5% from natural gas and 5% from other gases (World Steel

* Corresponding author.

E-mail addresses: Sergio.GarciaGarcia@edpenergia.es (S.G. García), montequin@api.uniovi.es (V.R. Montequín), rocioluina@api.uniovi.es (R.L. Fernández), fran@api.uniovi.es (F.O. Fernández).

Association, 2017). One key technology in order to pursue this goal is the utilisation of steel gases for power production. Steel production processes typically dispose large volumes of speciality gases that are recognized to be important for energy production in form of heat and electricity. As pointed by Pan et al. (2016), sustainability could be improved recycling flue gas and recovering heat from emitted waste gas. Several case studies have been described in the literature. For example, Ziebig et al. (2014) analysed the repowering of an existing metallurgical combined heat and power plant fired with low-calorific technological fuel gases mixed with hard coal. Jianwei et al. (2003) describe an oxygen blast furnace and combined cycle. The new process utilizes the top gas of a blast furnace as a process input enabling it to move closer to the goal of zero waste. Modesto and Nebra (2009) have analysed a power generation system using a blast furnace and coke oven gas in a Brazilian steel mill. Olmez et al. (2016) remark the positive effect using coke oven gas because the avoided external energy consumption. Therefore, in view of the foregoing, cogeneration is presented as the solution for the treatment of steel gases by simultaneously reducing atmospheric emissions and the high energy requirements of the major producers of steel, as stated by Bieda (2011) and Modesto and Nebra (2009).

Three different process stages, from coal to steel, provide three different gas types suitable for energy valorisation: coke gas, blast furnace gas and basic oxygen converter gas. However, the low calorific value, low pressure, toxicity and content of dirty and potentially polluting substances in steelmaking gases significantly reduce the technologies available for their use as well as their efficiency (Modesto and Nebra, 2009). This makes the actual influence on the environmental behaviour of the process not entirely obvious and requires an environmental assessment.

There are a considerable number of studies on energy efficiency and CO₂ emission reduction potential in the iron and steel industry, but most of them are focused on the industry and policy making level in different regions (i.e. (Chen et al., 2014; Lin and Wang, 2014; Wen et al., 2014) in China (Karali et al., 2014), in US and (Pardo and Moya, 2013) in Europe). The study published by Zhang et al. (2018) recognizes this gap and they propose a plant-level analysis of the carbon flow of iron and steel mills. There are also a considerable number of Life Cycle Inventories (LCI) and Life Cycle Assessments (LCA) applied to different steel industry processes, but most of them are focused on steel products rather than analyse specific process for the valorisation of gases. For example, Bo et al. (2011) concentrated on evaluate the contributions of four recycling strategies of steel slag, and they take as functional unit 1 kg of crude steel. They consider coke oven gas, but only 32% is used in the system investigated. Burchart-Korol (2013) performs a LCA of steel production through the integrated steel production and electric arc furnace routes in Poland. The functional unit was one ton of cast steel. Renzulli et al. (2016) presented the LCA of steel produced in an Italian integrated steel mill. Özdemir et al. (2017) determine the environmental burdens of steel rebar production with induction melting furnace technology, considering 1 t of steel rebar production as functional unit. Liu and Yuan (2016) have detailed the LCI of coke production in China. They consider the raw oven coke gas treatment in order to be used as a fuel gas, but they do not consider their later valorisation. In summary, most of the previous studies consider the steel gases as a remarkable by-product. However, there are few studies for the energetic valorisation of those gases following the LCA method. In this sense, the contributions from Bieda have detailed the LCI of different energy generation processes in the steel industry in Poland. The LCI of the energy production in a steel power plant in Krakow was described in (Bieda, 2011), where blast furnace gas and coke oven gas were considered among the fuels. The functional unit is represented by the total MW of

generated electric and heat energies. The environmental impact of the process of energy generation in a boiler station with hard coal and blast furnace gas is described in (Bieda et al., 2010), indicating that the utilisation of blast furnace gas is always a more advantageous option for the environment than the technology of firing with coal. The process of basic oxygen furnace steel production is also detailed in (Bieda, 2012a) and also the blast furnace pig iron production (Bieda, 2012b) and the continuous casting of steel (Bieda et al., 2018). A LCA is performed to compare the environmental impact of an iron making system with a combined cycle power plant, to a system producing the same amount of electricity in a coal power plant (Li et al., 2017), demonstrating that the first is more environmentally friendly. Van Caneghem et al. (2010) described a case study of an integrated steelwork reduction of its environmental emissions by means of the evolution of 6 partial eco-efficiency indicators for the impact categories acidification, photo-oxidant formation, human toxicity, freshwater aquatic ecotoxicity, eutrophication and water use, but by-product gases are not studied in detail. Messagie et al. (2013) have analysed the LCA for electricity production with blast furnace gas as a case study illustrating an allocation method.

Therefore, after what has been stated in the previous paragraphs, it can be concluded that the LCA applied to the field of energy production has been widely studied, yet no LCA has been applied to the production of energy from the valorisation of steel gases with the combination of this case study (coke oven gas, converter gas and natural gas), so this study constitutes the first work on the LCA of a cogeneration process with these steel gases (SGCP) in an installation with these characteristics.

The main objective of study is to determine if the valorisation of steelmaking gases to a cogeneration process plant represents an environmental benefit despite their negative effects. The results can provide valuable data for more global studies, like the former referenced. They can also be useful for making decisions in global scenarios, like those described in (Zhang et al., 2018) or (Zhao et al., 2017) or global optimisation models, for instance with models to optimize the allocation of surplus waste gases and suitable capacity for buffer users, like the model proposed by Yang et al. (2017), and to find a balance between the cost of increasing the storage capacity of steel gas (increasing gasometers capacity) and the environmental balance finally obtained.

The paper is organised as follows: the materials and methods are presented first, where the study area, the goal and scope, the inventory analysis and the impact assessment categories are described. Next, the analysis and discussion of results is described. And finally, the conclusions and the final recommendations are presented.

2. Materials and methods

The LCA method is widely used to compare the relative environmental performance of competing processes, by analysing the environmental impacts generated by the processes within defined categories and boundaries. The work from Turconi et al. (2013) analysing 167 case studies involving LCA of electricity generation represents a good example of that.

The work has been carried out according to the requirements established by the International Standards Organization ISO 14040–2006. The main steps carried out were: (1) definition of goal and scope; (2) inventory analysis; (3) impact assessment and (4) interpretation. The first three steps are detailed below. The interpretation corresponds to the Results and Discussion section. ReCiPe, developed by RIVM and Radboud University, CML, and PRé (Goedkoop et al., 2009), was selected for this study.

Table 1
Average composition of coke gas and converter gas. Source (Spanish Register of Emissions and Pollutant Sources, 2005).

	Units	Coke gas	Converter gas
CO	%	5.44	68.21
H ₂	%	58.14	1.05
CH ₄	%	24.36	0.02
C ₂ H ₆	%	0.61	—
N ₂	%	5.57	12.95
O ₂	%	0.45	0.6
CO ₂	%	1.38	13.42
H ₂ O (VAP)	%	2.21	3.75
Density	Kg/Nm ³	0.434	1.3242
PCI	Kcal/Nm ³	3988	2099

2.1. Study area

The reference site is the only integrated route steel plant in Spain, including all the facilities starting from ore charging to iron making and coke making. It has an annual production capacity of more than 5 million tons of steel. The following gases are considered for the study:

- Coke gas: The coke used in blast furnaces is manufactured by pyrolysis of coals of a special quality in ovens called coke batteries. In this pyrolysis, at the top of the oven, a gas is obtained with a major content of H₂ (>50%) as well as CH₄ and other inert gases (Spanish Register of Emissions and Pollutant Sources, 2005). It is characterised by having a significant calorific power (about 4000 kcal/Nm³), a little less than half the calorific power of natural gas, a considerable content of potentially polluting substances (SH₂, NH₃, ...) and an abundance of heavy oils of organic origin, the energy utilisation of which is difficult.
- Converter gas: the pig iron obtained in the blast furnaces is sent to a type LD converter (Linz-Donawitz) where a portion of the carbon is oxidised forming CO, which in turn is oxidised to other carbonates forming CO₂ to obtain the highest quality steel (Spanish Register of Emissions and Pollutant Sources, 2005). As a result of the reaction between the oxygen blown to the LD converter and carbon, the pig iron contains a gas that has a low calorific value (about 2100 kcal/Nm³, between a quarter and a fifth of that of natural gas) and is quite clean, but due to its high content of CO, is highly toxic.

Blast furnace gas, a by-product of blast furnaces where iron ore is reduced with coke into pig iron, is not being processed by the SGCP at this moment. The gas has a very low heating value of around 900 kcal/Nm³, which on its own is typically not high enough for combustion in a gas engine.

Average compositions of both gases are presented in Table 1.

The studied site is a combined cogeneration plant that produces electricity and steam from the energetic valorisation of steel gases. It combines the technology of cogeneration in a simple cycle, with

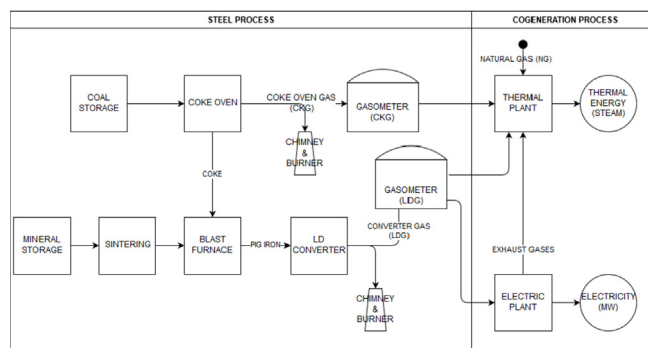


Fig. 1. Steel gas valorisation process flow diagram.

engines especially adapted for its operation with converter gas, and steam generation in boilers that consume primarily coke gas, converter gas and natural gas in the absence of steel gases. Table 2 shows the energy properties of the three gases and Fig. 1 depicts the process flow.

At the end of the year 2014, the total production of the SGCP had reached 522,881.52 MWh of thermal energy and 92,352.91 MWh of electrical energy. The thermal energy required by the steel factory, approximately 90 tonnes/h, is supplied by three conventional boilers type FDU-3527 with a multifuel burner (coke gas, converter gas or natural gas) with a steam production of 35 tonnes/h and a nominal power of 27 MW, and a recovery boiler type GV-201 with a steam production of 20 tonnes/h and a nominal power of 11 MW. The boilers include an economiser, vaporiser and superheater, as well as a chimney for the evacuation of gases and a by-pass in the economiser. The temperature of the superheated steam is 300 °C, controlled through an attemperator system and an outlet pressure of 1.9 MPa. The water treatment plant consists of four reverse osmosis lines that provide the water supply to the boilers, and two electrodeionization lines that supply the water required in the attemperators. The final quality of the water is as required by the manufacturer of the boilers, having additional means of chemical metering to achieve optimum conditioning.

With regard to the electrical energy, 12 groups of gas engines provide a total net electric power of 20,400 kW, the exhaust gas of which is recovered for the generation of steam. They are designed as compact modular groups, integrated by the engine, the alternator and the auxiliary systems of fuel, cooling, lubrication and boot. The gas engines, designed to operate with converter gas, are four-stroke type with turbocharging and cooling of the air–gas mixture, and an electronically regulated combustion of lean mixture.

The treatment of the exhaust gas from the chimney in the SGCP is similar to that developed in similar processes. As mentioned previously, SO₂ emissions are caused by the combustion of coke gas, but in very low values, such that desulfurisation technology is not necessary. The gas flow is discharged to the base of the chimney

Table 2
Main properties of energy carriers used in the SGCP.

Properties	Coke gas	Converter gas	Natural gas
Amount of fuel consumption (m ³ /MWh)	72.97	358.14	48.60
Heating value (kJ/Nm ³)	16.685	8.782	36.123
Energy Content (GJ)	1.22	3.15	1.76
CO ₂ Emission factor (kg CO ₂ /GJ)	42.32	185.47	55.83
Oxidation Factor (kg CO ₂ /GJ)	1	1	1
SO ₂ Emission factor (g SO ₂ /GJ)	315	0	0
NO _x Emission factor (g NO _x /GJ)	90	85	62

Table 3

Description of scenarios considered for the study.

Scenario number	Description
1	Without SGCP utility, so a 100% of the energy delivered from natural gas and steel gases are burned in flame.
2	The SGCP is producing 25% of energy delivered from steel gases, 75% from natural gas.
3	The SGCP is producing 71.3% of energy from steel gases, 28.7% from natural gas (this was the actual consumption of gases in 2014).
4	The SGCP is working exclusively with steel gases. This is the ideal scenario but unattainable because the gasometers' storage capacity is limited.
5	There is a SGCP utility, but due to technical stoppages in the steel plant and the limited capacity of the gasometers, there are no gases available, so all the thermal energy is produced from natural gas.

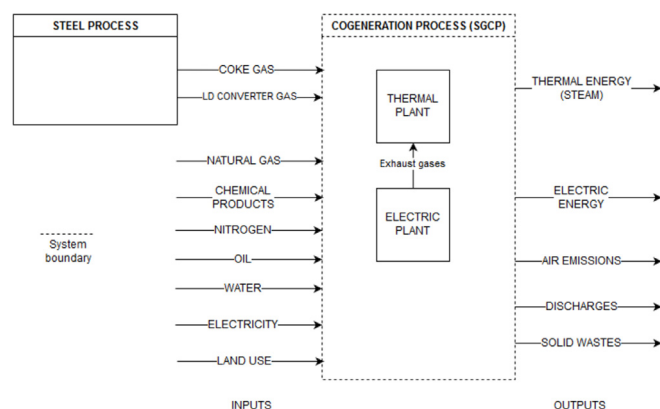
at a minimum temperature of 135 °C with the objective of avoiding condensation, since this fuel when containing traces of sulfur is very harmful, because, once burned, it forms sulfur oxides that, combined with the condensate water vapour resulting from burning, can form sulfuric acid, which is highly corrosive and detrimental to the conservation of the equipment. The NO_x emissions are determined by the flame temperature, the residence time of the gases in the combustion zone and the oxygen concentration, but, as in the case of SO₂, they are found to be below the limit values and for the moment do not require the application of denitrification techniques.

The surplus coke gas not consumed in the SGCP is employed in other installations at the steel factory, such as in the heating of the plant's coke batteries or the hot mills' furnaces, and finally burn at the torch if no recovery is possible. The untapped converter gas in the SGCP is directly burned at the torch. This is one of the most remarkable things, since the sustainable approach is to minimise the volume of gases burned at the torch.

2.2. Goal and scope

The goal was to assess the environmental impacts of using steel waste gases as fuel in a cogeneration process. The functional unit is 1 MWh of thermal energy produced and delivered to the steel plant. The consideration of this functional unit is based on LCA energy studies like Turconi et al. (2013), Parajuli et al. (2014) or Adams and McManus (2014). In order to assess the SGCP approach, a comparative study for five scenarios (Table 3) of annual operation of the power plant was performed, whereby the variants differed only by the dosage proportions of fuels: natural gas and steel gases (coke gas and converter gas). The proportions are not referred to the volume percentage but to the percentage of contributed energy.

Scenario 3 represents the overall computation of a full year (2014), considering all kinds of situations (maintenance stops, periods of operation with natural gas due to lack of steel gases, mixed operation with steel gas and natural gas, ...), so it constitutes the reference scenario for comparison. It is important to consider that steel gases are not always available, depending on the operation program of the steel plant, and the storage capacity, which is limited by the gasometers (two gasometers of 60,000 m³ as depicted in Fig. 1). The other scenarios represent theoretical situations or specific moments throughout 2014, and they are considered for comparison purposes to assess the convenience of using steel gases in the SGCP. Scenario 1 evaluates the environmental impact of the generation of steel gases as an unavoidable waste in the steelmaking process. Such gases must be burned at the torch before being released into the atmosphere, so its energy value is lost. Scenario 5 represents the hypothetical situation where the steel gases are not being generated due to maintenance stopped in the steel plant or similar circumstances. Nevertheless, thermal and electrical energy is demanded, so it must be generated from natural gas.

**Fig. 2.** Steel gases cogeneration process system boundaries.

The process flowchart shown in Fig. 1 is used to identify main inputs and outputs. The system boundaries that define the scope of the study is displayed in Fig. 2. It covers all the operations required for energy production in the SGCP, from upstream raw materials (i.e. gate) to finished product-energy ready to be shipped from the power plant (i.e. gate). The extraction, preparation and transportation of coal and other raw materials necessary for the steel industry, the manufacture of downstream products, their use and their end of life were not included. The internal transport of fuels within the factory is performed by pipeline and the land use of around 8233 m² was taken into account. The internal consumption of electricity is covered by shelf-produced electric energy. The importation of electricity is necessary only in cases of an operational disruption. The power plant operates 365 days a year and 24 h each day.

Given that in the cogeneration process two products, steam and electricity, are simultaneously obtained, there is an allocation problem that is solved by substitution thus expanding the system limits following the avoided impacts approach. For example, in addition to electricity, the co-produced heat substitutes a similar thermal energy obtained from another sector. This way, the extractions and emissions related to the substituted heat are avoided. A bonus equal to the emission reduction can therefore be attributed to electricity. For example, Moras (2008) used this method on a cogeneration plant replacing a natural gas engine for electricity and a coal-fired boiler for heat.

2.3. Inventory analysis

Inventory data for the foreground system was taken directly from the studied industrial unit and is based on the year 2014. These are high-quality data, current and representative.

Inventory data corresponding to the background system (raw materials extraction, obtaining of fossil fuels and electricity production) were taken from the Ecoinvent v3.01 database

Table 4
Inventory data for the production of 1 MWh of thermal energy according to the different scenarios (a short description of each scenario is included to improve reading).

Flows	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
	Without SGCP 100% Natural Gas	25% Siderurgical Gases - 75% Natural Gas	71.3% Siderurgical Gases – 28.7% Natural Gas	100% Siderurgical Gases – 0% Natural Gas	Steel plant not working 100% Natural Gas
Inputs					
Natural gas (Nm ³)	169.421144	127.0335033	48.60393613	0	169.421144
Coke gas (Nm ³)	0	25.58417927	72.97064161	102.3627819	0
Converter gas (Nm ³)	0	125.5680235	358.1423952	502.400021	0
Electric energy imported (MW-h)	0	0.008641911	0.003042926	0.002160478	0
Nitrogen (Nm ³)	0.00084278	0.023740331	0.06742254	0.094961323	0.00084278
Cooling water (m ³)	0	0.035753259	0.101539255	0.143013035	0
Water boilers (m ³)	1.91096834	1.910968339	1.910968339	1.910968339	1.91096834
Water treatment chemical products (Kg)	0.01199124	0.011991244	0.011991244	0.011991244	0.01199124
Cooling circuit chemical products (Kg)	0	0.001798	0.005106319	0.007191999	0
Steam circuit chemical products (Kg)	0.00198898	0.001988978	0.001988978	0.001988978	0.01988978
Engines chemical products (Kg)	0	8.4176E-05	0.00023906	0.000336704	0
Oil (Mg)	0	4.8014E-05	0.00013636	0.000192056	0
Infrastructure (m ²)	0	0.015745441	0.015745441	0.015745441	0
Outputs					
Electricity production (MW-h)	0	0.063262655	0.17966594	0.25305062	0
Discharges (m ³)	0	0.609317748	0.609317748	0.609317748	0
SO ₂ (Mg)	0.00038352	0.000134465	0.000383509	0.000537996	0
NO _x (Mg)	0.00075636	0.000416659	0.00048577	0.00052874	0.00037935
CO ₂ (Mg)	0.97654629	0.47878456	0.73288854	0.89058722	0.34168029
Hazardous waste (Mg)	0	0.000201939	0.000201939	0.000201939	0
Non-hazardous waste (Mg)	0	0.000128136	0.000128136	0.000128136	0

(Frischknecht et al., 2005; Moreno Ruiz et al., 2017; Weidema et al., 2013). The use of this database is very extended, and it was recently considered one of the best available databases (Martínez-Rocamora et al., 2016). Although the last update of the Ecoinvent version used in this study was in 2017 (ecoinvent Version 3, n.d. Moreno Ruiz et al., 2017), the database available for energy generation scenarios corresponds to 2012.

The inventory data of 1 MWh of thermal energy for all the scenarios are summarized in Table 4. The main difference among these scenarios is found in the amount of natural gases replaced by steel gases in order to produce 1 MWh of thermal energy, and the emissions generated in each case. Scenario 3 corresponds to the actual process data gathered from the SGCP during 2014, the column details the actual consumption of natural gas, coke gas and converter gas for that year. Converter gas was the SGCP's most used fuel, followed at quite a distance by coke gas and finally by natural gas.

Emissions represented in scenario 1 include those gases sent

and burned at the torch, due to the absence of the cogeneration plant. The pollutants emissions of natural gas exhaust gases when burned at the boilers are 341,680 KgCO₂/MWh and 0.379 KgNO_x/MWh. While scenario 1 includes emissions to the atmosphere corresponding to the combustion of steel gases at the torch plus the consumption of natural gas for generating the requested energy, in scenario 5 the steel plant is not working, so there are no emissions related to steel waste gases, but thermal and electric energy must still be generated with natural gas.

2.4. Impact assessment categories

The evaluated impact potentials were the categories reflected in Table 5. The choice of these impact categories is based on the fact that they are mostly affected by the substances referred to in the inventory. Moreover, these impact categories cover local, regional and global impacts from steel gas cogeneration. After the preliminary assessment it was determined that only Climate Change,

Table 5
Mid-point impacts.

Impact category	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
Climate change (kg CO ₂ eq.)	1.06E+03	5.14E+02	6.74E+02	6.90E+02	4.66E+02
Ozone depletion (kg CFC-11 eq.)	4.06E-05	2.71E-05	-3.68E-07	-2.93E-05	4.06E-05
Terrestrial acidification (kg SO ₂ eq.)	1.55E+00	8.44E-01	4.33E-01	-2.33E-01	9.94E-01
Freshwater eutrophication (kg P eq.)	9.00E-03	2.98E-03	-1.13E-02	-3.40E-02	9.05E-03
Human toxicity (kg 1.4-DB eq.)	2.03E+01	1.21E+01	-6.86E+00	-3.11E+01	2.03E+01
Photochemical oxidant formation (kg NMVOC)	1.09E+00	5.81E-01	3.57E-01	-3.21E-02	4.18E-01
Particulate matter formation (kg PM10 eq.)	4.30E-01	2.28E-01	1.03E-01	-1.05E-01	2.48E-01
Terrestrial ecotoxicity (kg 1.4-DB eq.)	1.40E-02	9.47E-03	3.55E-04	-8.98E-03	1.40E-02
Freshwater ecotoxicity (kg 1.4-DB eq.)	1.12E+00	7.06E-01	-2.14E-01	-1.31E+00	1.12E+00
Marine ecotoxicity (kg 1.4-DB eq.)	5.30E-01	2.84E-01	-3.16E-01	-1.15E+00	5.34E-01
Ionising radiation (kBq U235 eq.)	4.54E+00	-1.02E+01	-3.88E+01	-9.79E+01	4.56E+00
Fossil depletion (kg oil eq.)	1.64E+02	-1.05E+00	-1.01E+00	-1.32E+00	1.64E+02

Ozone Depletion, Human Toxicity, Ionising Radiation and Fossil Depletion were fundamental for the study.

The steel gas cogeneration system presented in Figs. 1 and 2 was divided into five steps: raw materials extraction, fossil fuels production, transportation, electricity and atmospheric emissions from the furnaces. The results obtained for each impact category were assessed according to those five steps.

The software used to perform LCA calculations is SimaPro v8.2 (Goedkoop et al., 2016), developed by Pré Consultants. Some examples of works using these method and tools are (Burchart-Korol, 2013) in the field of steel and (Ardolino et al., 2018; Galli et al., 2018) in a more general context.

3. Results and discussion

Table 5 shows the mid-point impacts for each scenario. The main effects are related to Climate change, Ozone depletion, Ionising radiation, Human toxicity and Fossil depletion, depicted in Fig. 3, Fig. 4, Fig. 5, Fig. 6 and Fig. 7. The main contributions to these categories are the consumption of natural gas as fossil resource and the emissions due to the described processes.

Scenario 1 is especially relevant in the five categories as it entails the consumption of natural gas and its emissions, as well as the emission to the atmosphere of the steel gases.

The climate change category (Fig. 3) is directly affected by the emissions. Since this study deals with the analysis of gas utilisation for energy production, this category is especially relevant. In all the scenarios, an important greenhouse gases generation is present, but scenario 1 stands out because it includes the fact that gases generated by the steel production process, and regarded as waste, are burnt in a torch in the steel plant. Therefore, the recycling of

these gases reduces global warming potential as can be deduced from the subsequent scenarios, as it is concluded in (Olmez et al., 2016). This scenario also requires natural gas combustion for the production of thermal energy demanded by the steel plant. The remaining scenarios evaluate a different approach, by including a cogeneration plant which uses these gases to produce thermal energy. Scenarios 3 and 4 have 36% and 35% less impact respectively. However, they are the next more relevant scenarios. They do not compute gas emissions burned in the torch, but they burn an important percentage of steel gases, which is translated into emissions that penalise much more than those of the natural gas. On the other hand, scenarios 2 and 5, have a 52% and 56% lower

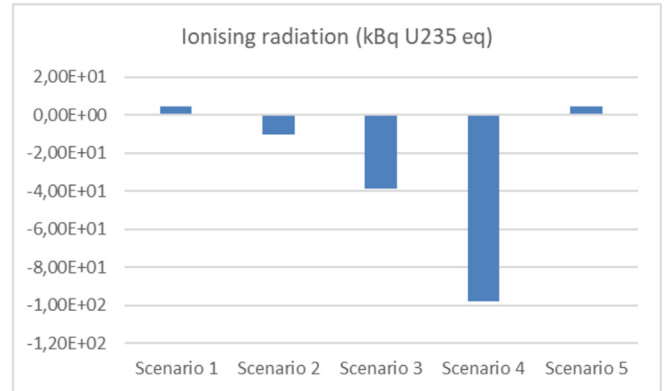


Fig. 5. Ionising radiation impact of all five scenarios in kBq U235 equivalent.

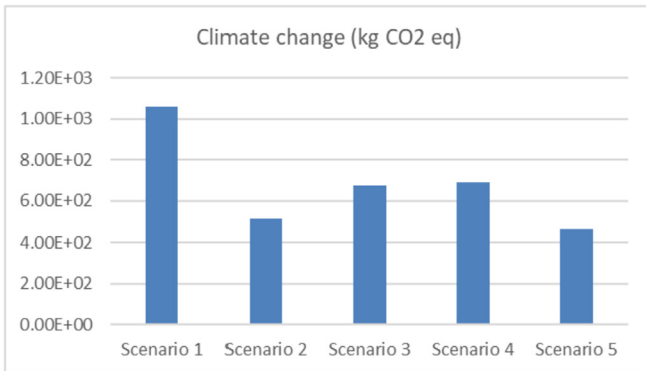


Fig. 3. Climate change impact of all five scenarios in kg CO₂ equivalent.

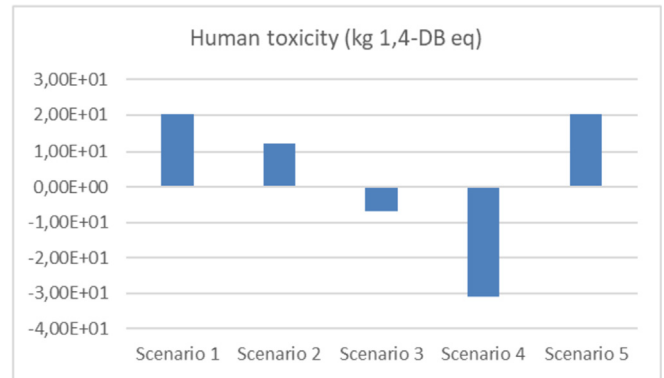


Fig. 6. Human toxicity impact of all five scenarios in kg 1.4 dichlorobenzene equivalent.

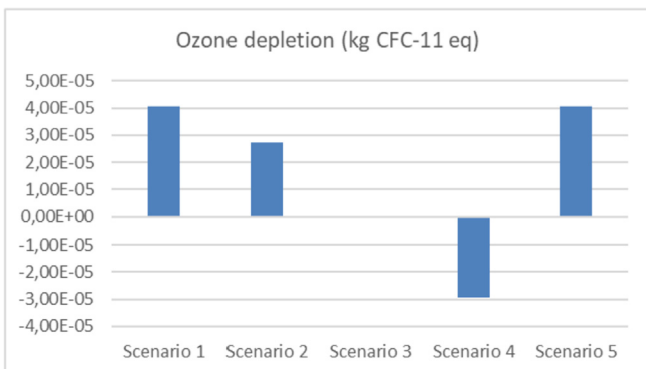


Fig. 4. Ozone depletion impact of all five scenarios in kg CFC-11 equivalent.

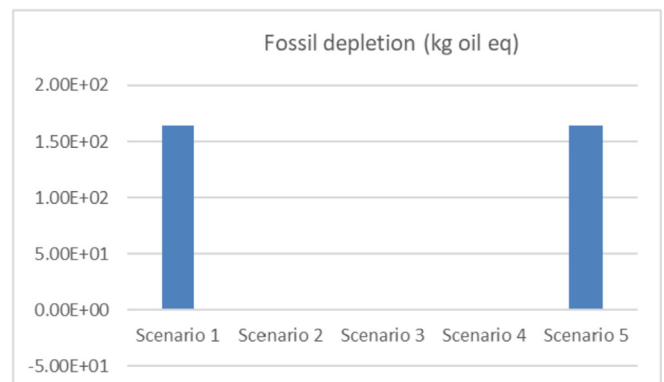


Fig. 7. Fossil depletion of all five scenarios in kg oil equivalent.

contribution to this impact category, since the main energy source in these cases is the much cleaner natural gas.

In the other three categories, Human toxicity (Fig. 6), Ionising radiation (Fig. 5) and Fossil depletion (Fig. 7), natural gas has a fundamental role. Therefore, the greater the natural gas consumption, the greater the impact in these categories will be. A similar correlation is found by Bieda (2011), who stated that the reduction of the amount of power coal leads to saving of primary resources. Thus, scenarios 1 and 5 have the greater scores. Scenario 2, whose energy source is 75% natural gas, also has a remarkable impact in the Human toxicity category. Nevertheless, scenarios 3 and 4, where the contribution of natural gas is 28.7% and null respectively, have a negative score in these categories. This is due to the modelling of the impacts allocation where the electricity produced in the cogeneration process is described as avoided.

The same situation occurs in the category of Ozone depletion with a direct correlation between the natural gas contribution and the impact. This category includes, mainly, the impact produced by industrial chemical agents' molecules, although it also considers methane emissions. Therefore, the natural gas impact in this category is clear. In fact, the aforementioned industrial chemical agents are used in natural gas production and methane emissions are generated. The most relevant stage of the natural gas manufacturing process in this category is the drying gas stage, for which natural gas is consumed to generate the necessary energy and industrial chemical agents are used as well. The reduction of natural gas consumption in scenario 2 with respect to scenario 1 allows, although not exclusively, to produce less impacts, because the generated electricity also contributes to reduce the score. In the same way, in scenario 3 a compensation occurs of the impact generated by the 28.7% of natural gas, whereas in scenario 4 this impact is negative.

The damage evaluation by means of end-points (Fig. 8) reflects how, globally, scenario 1 is the worst. This is due, mainly, to the emissions generated when burning the steel gases at the torch, and the need to be able to emit them in safety conditions. The natural gas consumption needed to generate 1 MW of thermal energy also contributes to worsen this scenario.

The remaining scenarios describe a much smaller impact and the difference between them is very small. The scenario with the smaller impact is the 4th, representing a 77.39% improvement with respect to scenario 1. However, it is necessary to consider that it is an ideal scenario, because it is not operationally viable to burn exclusively steel gases. Regarding impact, scenario 3 is next. This scenario reflects the plant's actual operational situation in the studied year (2014). It entails a 75.70% improvement with respect to scenario 1.

Altogether, the results of scenarios 2, 3 and 4 can be used to perform a sensitivity analysis with respect to the degree of steel gas

usage. Thus, it is possible to observe that, the greater the percentage of steel gases contribution, the smaller the impact on fossil resources. This impact is even negative in the fourth scenario due to the effect of the avoided electricity in the cogeneration plant. Nevertheless, the opposite effect is observed with respect to human health and the ecosystem, especially in the climatic change category, due to the increased impact produced by the steel gases whose emissions are more polluting than those of the natural gas.

Scenario 5, in which natural gas is solely used as fuel, is 70.34% less harmful than the first scenario, but less desirable than the scenarios in which steel gases are used. It is necessary to consider that this scenario implies that the steel gases are not burnt but they are not emitted to the atmosphere either, which poses a utopian situation because it would not be feasible to storage them during a prolonged period of time.

An important aspect of study is the one regarding the emissions derived from thermal energy production. The impacts are greater in those scenarios where steel gases are consumed, because they are "dirty" gases with smaller energy efficiency, which generate much more pollutant emissions than those from natural gas. Therefore, scenarios 2 and 5 obtain better results in categories related to emissions, such as Climate Change and Particulate Matter Formation. However, in the final balance, scenarios 3 and 4, where steel gases contribute more than 71.3%, obtain better scores. This is due to the benefit that the use of these gases entails, allowing to reduce natural gas consumption, and at the same time obtaining electricity as a co-product in the cogeneration plant. This effect was already remarked by Olmez et al. (2016) who found that the global warming in the coke making unit had a negative share in environmental impacts because the production of coke oven gas avoids the external energy consumption. This finding is supported also by Guilherme and Castro (2012).

In summary, both the mid-point and the end-point indicate that the usage of steel gases implies an improvement in the sustainability of the steel manufacturing process, because it allows avoiding emissions generated in the torch. These results confirm the conclusion reached by Li et al. (2017) who stated that the option to use the excess by-product gases from the iron making system to generate electricity in a combined cycle power plant is more environmentally friendly than sending the gases to the emission tower and producing the same amount of electricity from coal. Similar conclusions were presented by Bieda (2011).

4. Conclusions

The LCA study demonstrated that the valorisation of coke oven and converter gases to a cogeneration process plant represents an environmental benefit in all the analysed scenarios, even considering that the treatment requires the commissioning of a plant specially designed for it, a smaller yield than if the plant worked with natural gas and more polluting emissions. Minimising natural gas consumption is very important in order to reduce the damage produced by natural resources and ozone depletion. When energy is produced only with waste gases, 169.42 Nm³/MWh of natural gas are saved (120.82 Nm³/MWh in normal operating conditions). The worst situation is when the waste gases are burned in the torch. The analysis shows an increase of more than 100 points compared with the studied production scenario with the SGCP in 2014. Waste gases have a worse behaviour with respect to CO₂ emissions than natural gas, but always better than the option to burn them in the torch. Nevertheless, the greater the natural gas consumption, the greater the impact in the Human toxicity, Ionising radiation and Fossil and Ozone depletion categories due to the avoided external energy.

In view of the results, it is possible to design certain actions that involve impact reductions of steel production. It is demonstrated

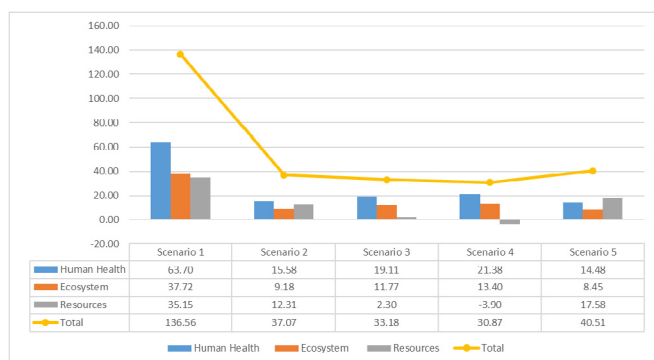


Fig. 8. End-points (pt.) of all five scenarios.

that the more waste gas is available for its energetic valorisation, the greater the obtained benefit will be. Therefore, a greater storage capacity in the gas holders would avoid many emissions in torch and would remarkably improve steel gases utilisation.

The present study is an important tool to assist decision making in the management of steel gases by all parties involved in the production process who have several intertwined objectives and sometimes also conflicting interests. Because their energy properties, other downstream processes compete for the utilisation of the waste gases as fuel (i.e. continuous casting or hot rolling furnaces), or even for other kind of products valorisation (i.e. syngas). The results of this study are a valuable contribution for the integration within global optimisation models, for instance with models for optimising the gases distribution or steel plant-level analysis.

In this study, other factors have not been taken into account that undoubtedly would be determinant in the decision-making process, such as economic savings derived from the use of steel gas instead of natural gas or the revenue produced by selling the thermal and electrical energy produced. As further work, a model combining cost information with environmental information is suggested, providing a sensitive analysis tool that would be very useful in the making decisions process.

Conflicts of interest

None.

Funding

This work has been subsidized through the Plan of Science, Technology and Innovation of the Principality of Asturias (Ref: FC-GRUPIN-IDI/2018/000225).

References

- Adams, P.W.R., McManus, M.C., 2014. Small-scale biomass gasification CHP utilisation in industry: energy and environmental evaluation. *Sustain. Energy Technol. Assess.* 6, 129–140.
- Ardolino, F., Parrillo, F., Arena, U., 2018. Biowaste-to-biomethane or biowaste-to-energy? An LCA study on anaerobic digestion of organic waste. *J. Clean. Prod.* 174, 462–476.
- Bieda, B., 2012a. Life cycle inventory processes of the ArcelorMittal Poland (AMP) SA in Kraków, Poland—basic oxygen furnace steel production. *Int. J. Life Cycle Assess.* 17, 463–470.
- Bieda, B., 2012b. Life cycle inventory processes of the Mittal Steel Poland (MSP) SA in Krakow, Poland—blast furnace pig iron production—a case study. *Int. J. Life Cycle Assess.* 17, 787–794.
- Bieda, B., 2011. Life cycle inventory of energy production in ArcelorMittal steel power plant Poland SA in Krakow, Poland. *Int. J. Life Cycle Assess.* 16, 503–511.
- Bieda, B., Henclik, A., Kulczycka, J., 2010. Life Cycle Assessment in the Energy Generation Process-Variant Analysis in Metallurgical Industry.
- Bieda, B., Skalna, I., Gaweł, B., Grzesiek, K., Henclik, A., Sala, D., 2018. Life cycle inventory processes of the integrated steel plant (ISP) in Krakow, Poland—continuous casting of steel (CCS): a case study. *Int. J. Life Cycle Assess.* 23, 1274–1285.
- Bo, C., Yang, J.-X., Ouyang, Z.-Y., 2011. Life cycle assessment of internal recycling options of steel slag in Chinese iron and steel industry. *J. Iron Steel Res. Int.* 18, 33–40.
- Burchart-Korol, D., 2013. Life cycle assessment of steel production in Poland: a case study. *J. Clean. Prod.* 54, 235–243.
- Chen, W., Yin, X., Ma, D., 2014. A bottom-up analysis of China's iron and steel industrial energy consumption and CO2 emissions. *Appl. Energy* 136, 1174–1183. [ecoinvent Version 3 \[WWW Document\]](http://www.ecoinvent.org/database/), n.d. URL www.ecoinvent.org/database/ (accessed 1.25.18).
- Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.-J., Doka, G., Dones, R., Heck, T., Hellweg, S., Hischier, R., Nemecek, T., Rebitzer, G., 2005. The ecoinvent database: overview and methodological framework (7 pp). *Int. J. Life Cycle Assess.* 10, 3–9.
- Galli, F., Pirola, C., Previtali, D., Manenti, F., Bianchi, C.L., 2018. Eco design LCA of an innovative lab scale plant for the production of oxygen-enriched air. Comparison between economic and environmental assessment. *J. Clean. Prod.* 171, 147–152.
- Goedkoop, M., Heijungs, R., Huijbregts, M., De Schryver, A., Struijs, J., Van Zelm, R., 2009. ReCiPe 2008. Life cycle impact assess. Method which comprises harmon. Categ. Indic. Midpoint Endpoint Level 1.
- Goedkoop, M., Oele, M., Leijting, J., Ponsioen, T., Meijer, E., 2016. Introduction to LCA with SimaPro (Pré).
- Guilherme, V.S., Castro, J.A. de, 2012. Use of coke oven gas in iron ore sintering. *Rem. Rev. Esc. Minas* 65, 357–362.
- Höglund-Isaksson, L., Winiwarter, W., Purohit, P., Rafaj, P., Schöpp, W., Klimont, Z., 2012. EU low carbon roadmap 2050: potentials and costs for mitigation of non-CO2 greenhouse gas emissions. *Energy Strategy Rev* 1, 97–108.
- Jianwei, Y., Guolong, S., Cunjiang, K., Tianjun, Y., 2003. Oxygen blast furnace and combined cycle (OBF-CC)—an efficient iron-making and power generation process. *Energy* 28, 825–835.
- Karali, N., Xu, T., Sathaye, J., 2014. Reducing energy consumption and CO2 emissions by energy efficiency measures and international trading: a bottom-up modeling for the US iron and steel sector. *Appl. Energy* 120, 133–146.
- Li, T., Castro, P.M., Lv, Z., 2017. Life cycle assessment and optimization of an iron making system with a combined cycle power plant: a case study from China. *Clean Technol. Environ. Policy* 19, 1133–1145.
- Lin, B., Wang, X., 2014. Exploring energy efficiency in China's iron and steel industry: a stochastic frontier approach. *Energy Policy* 72, 87–96.
- Liu, X., Yuan, Z., 2016. Life cycle environmental performance of by-product coke production in China. *J. Clean. Prod.* 112, 1292–1301.
- Martínez-Rocamora, A., Solís-Guzmán, J., Marrero, M., 2016. LCA databases focused on construction materials: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 58, 565–573.
- Messagie, M., Boureima, F., Mertens, J., Sanfelix, J., Macharis, C., Mierlo, J.V., 2013. The influence of allocation on the carbon footprint of electricity production from waste gas, a case study for Blast Furnace gas. *Energies* 6, 1217–1232.
- Modesto, M., Nebra, S.A., 2009. Exergoeconomic analysis of the power generation system using blast furnace and coke oven gas in a Brazilian steel mill. *Appl. Therm. Eng.* 29, 2127–2136.
- Moras, S., 2008. Environmental assessment of energy production by combustion of biogas provided by the anaerobic digestion of agricultural biomass. *Int. J. Environ. Technol. Manag.* 9, 413–425.
- Moreno Ruiz, E., Valsasina, L., Fitzgerald, D., Brunner, F., Vadenbo, C., Bauer, C., Bourgault, G., Symeonidis, A., Wernet, G., 2017. Documentation of changes implemented in the ecoinvent database v3. 4. ecoinvent. Zür. Switz.
- Olmez, G.M., Dilek, F.B., Karanfil, T., Yetis, U., 2016. The environmental impacts of iron and steel industry: a life cycle assessment study. *J. Clean. Prod.* 130, 195–201.
- Özdemir, A., Günkaya, Z., Özkan, A., Ersen, O., Bilgiç, M., Banar, M., 2017. Lifecycle assessment of steel rebar production with induction melting furnace: case study in Turkey. *J. Hazard. Toxic Radioact. Waste* 22, 04017027.
- Pan, H., Zhang, X., Wu, J., Zhang, Y., Lin, L., Yang, G., Deng, S., Li, L., Yu, X., Qi, H., 2016. Sustainability evaluation of a steel production system in China based on energy. *J. Clean. Prod.* 112, 1498–1509.
- Parajuli, R., Løkke, S., Østergaard, P.A., Knudsen, M.T., Schmidt, J.H., Dalgaard, T., 2014. Life Cycle Assessment of district heat production in a straw fired CHP plant. *Biomass Bioenergy* 68, 115–134.
- Pardo, N., Moya, J.A., 2013. Prospective scenarios on energy efficiency and CO2 emissions in the European Iron & Steel industry. *Energy* 54, 113–128.
- Renzulli, P.A., Notarnicola, B., Tassielli, G., Arcese, G., Di Capua, R., 2016. Life cycle assessment of steel produced in an Italian integrated steel mill. *Sustainability* 8, 719.
- Spanish Register of Emissions and Pollutant Sources, 2005. Public Information — Detailed Report ArcelorMittal Spain — Avilés and Gijón Steel Plants [WWW Document]. www.prtr-es.es/Informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=3143,12.25.16.
- Turconi, R., Boldrin, A., Astrup, T., 2013. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28, 555–565.
- Van Caneghem, J., Block, C., Cramm, P., Mortier, R., Vandecasteele, C., 2010. Improving eco-efficiency in the steel industry: the ArcelorMittal Gent case. *J. Clean. Prod.* 18, 807–814.
- Weidema, B.P., Bauer, C., Hischier, R., Mutel, C., Nemecek, T., Reinhard, J., Vadenbo, C.O., Wernet, G., 2013. Overview and Methodology: Data Quality Guideline for the Ecoinvent Database Version 3.
- Wen, Z., Meng, F., Chen, M., 2014. Estimates of the potential for energy conservation and CO2 emissions mitigation based on Asian-Pacific Integrated Model (AIM): the case of the iron and steel industry in China. *J. Clean. Prod.* 65, 120–130.
- World Steel Association, 2017. World Steel in Figures 2017 [WWW Document]. www.worldsteel.org/en/dam/jcr:0474d208-9108-4927-ace8-4ac5445c5df8/World+Steel+in+Figures+2017.pdf, 1.12.18.
- Yang, J., Cai, J., Sun, W., Huang, J., 2017. Optimal allocation of surplus gas and suitable capacity for buffer users in steel plant. *Appl. Therm. Eng.* 115, 586–596.
- Zhang, Q., Li, Y., Xu, J., Jia, G., 2018. Carbon element flow analysis and CO2 emission reduction in iron and steel works. *J. Clean. Prod.* 172, 709–723.
- Zhao, X., Bai, H., Shi, Q., Lu, X., Zhang, Z., 2017. Optimal scheduling of a byproduct gas system in a steel plant considering time-of-use electricity pricing. *Appl. Energy* 195, 100–113.
- Ziebig, A., Warzyc, M., Gładysz, P., 2014. Determination of the optimal structure of repowering a metallurgical CHP plant fired with technological fuel gases. *Arch. Metall. Mater.* 59, 105–116.

Article

A Mixed Integer Linear Programming Model for the Optimization of Steel Waste Gases in Cogeneration: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study

Sergio García García ¹, Vicente Rodríguez Montequín ^{2,*}, Henar Morán Palacios ² and Adriano Mones Bayo ²

¹ EDP, Energias de Portugal, Plaza del Fresno, 2, 33007 Oviedo, Spain; Sergio.GarciaGarcia@edpenergia.es

² Department of Mining Exploitation and Prospecting, University of Oviedo, C/Independencia 3, 33004 Oviedo, Spain; moranhenar@uniovi.es (H.M.P.); monesadriano@uniovi.es (A.M.B.)

* Correspondence: montequi@api.uniovi.es; Tel.: +34-985-104-272

Received: 19 May 2020; Accepted: 20 July 2020; Published: 23 July 2020

Abstract: Off-gas is one of the by-products of the steelmaking process. Its potential energy can be transformed into heat and electricity by means of cogeneration. A case study using a coke oven and Linz–Donawitz converter gas is presented. This work addresses the gas allocation problem for a cogeneration system producing steam and electricity. In the studied facility, located in northern Spain, the annual production of the plant requires 95,000 MWh of electrical energy and 525,000 MWh of thermal energy. The installed electrical and thermal power is 20.4 MW and 81 MW, respectively. A mixed integer linear programming model is built to optimize gas allocation, thus maximizing its benefits. This model is applied to a 24-h scenario with real data from the plant, where gas allocation decision-making was performed by the plant operators. Application of the model generated profit in a scenario where there were losses, increasing benefits by 16.9%. A sensitivity analysis is also performed. The proposed model is useful not only from the perspective of daily plant operation but also as a tool to simulate different design scenarios, such as the capacity of gasholders.

Keywords: off-gas; iron and steel industry; allocation; optimization; MILP modeling; scheduling

1. Introduction

Despite the improvements made by the steel industry, reducing greenhouse gas emissions is still a global challenge. The energy consumed in the entire steel production process represents a very significant percentage of economic and environmental costs. Using the basic oxygen furnace route, approximately 89% of the energy comes from coal, 7% from electricity, 3% from natural gas, and 1% from other gases [1]. According to the same report, when using an electric arc furnace route, the energy input from coal accounts for 11%, that from electricity accounts for 50%, that from natural gas is 38%, and 1% comes from other sources (data calculated from Worldsteel LCI database, 2018). Therefore, the efficient use of energy is very important for reducing total operational costs.

Steel waste gases, which are produced in a continuous and inherent way, can be transformed into other forms of energy, such as electricity and steam. These gases, which are considered byproducts, are increasingly used for this purpose, and there are considerable worldwide efforts to study their effective utilization. A comprehensive review can be found in [2,3].

Because steel waste gases have the advantage of being a secondary fuel while avoiding greenhouse emissions at the same time, different consumers within factories compete for these gases.

Under this context, optimization methods are useful to determine the best distribution of available resources.

In iron and steel works, there is usually a misbalance between the amount of by-product gases produced and those consumed. Gasholders and other buffers are used to solve this fluctuation. The allocation of surplus gases among gasholders, boilers, engines, and other consumers is studied using scheduling and optimization problems to maximize economical profits and minimize emissions.

The main objective of this work is to obtain a model that serves as a decision-making aid system to optimize the operation of cogeneration plants that use various fuels, particularly coke ovens and converter gases complemented with natural gas. The model considers operational, economic, and environmental constraints. The facility is located inside a steelmaking plant in northern Spain, which is a complex and singular facility that produces electricity and steam from waste steel gases. This plant combines simple cycle cogeneration technology with engines specially adapted for operation with converter gases and steam generated in boilers that mainly consume gas from coke oven batteries (but also complemented with converter and natural gases). In total, 707 MWh of electric power can be produced per million m³ of converter gas and 11,800 tonnes of vapor per million m³ of coke oven gas. The converter process is a Linz–Donawitz (LD) type, in which blowing oxygen through molten pig iron lowers the carbon content of the alloy, transforming it into low-carbon steel.

In 2017, Zhao et al. [4] published a review on the optimal scheduling of by-product gases in the steelmaking industry that will help us introduce the novelty of our present work. The authors noted two primary challenges in by-product steel gas scheduling. First, in previous studies, the efficiency of the boilers was set as a constant despite being unrealistic in real practice. The main points impeding efficiency are surplus gas fluctuation and the requirement that the operational load must follow the time-of-use power price. The authors suggested that the non-linearity of boiler efficiency should be considered. The modeling presented here prioritizes boilers that work at full load and thus avoid working at partial loads, for which the equipment shows much lower performance. Secondly, the authors stated that planning using real time prices is a new and interesting area to be investigated to achieve a better peak-valley of the power load. The present work facilitates the simulation of scenarios considering the real daily prices of the electricity market. The proposed model is useful for decision-making in cogeneration plants. In Spain, the price of electricity is known 24 h in advance. This constitutes the time window for planning the use of gases since a predetermined service level must be maintained for steam production. The inflow of gases can be forecasted according to the plant production program. This model allows the optimal control of gasholders, storing off-gas during the valley price period and releasing more during the peak price period, and overcoming all the technical constraints, such as gasholders capacity. Other important limitations depend on the operational ranges of the designs for each piece of equipment and the plant in general. This model may also be valuable for simulating different gasholder capacities, thus helping the strategic design decision-making process.

In this paper, a mixed integer linear programming (MILP) model is developed. The goal is to maximize the overall benefit, thereby optimizing off-gas distribution in the cogeneration plant. This model assists the decision-making process by providing the optimal solution for any situation that may arise. A one-day scenario using real data gathered from operations under normal conditions is analyzed to illustrate how this model works.

This paper is organized as follows. First, the steel gas cogeneration process (SGCP) is introduced. Then, the method is described, and the mathematical formulation is presented. Next, the use case scenario is described. To illustrate the usefulness of the system, a real use case with a 24 h time window is used. The results provided by the model are compared to the actual operational data. Finally, the main conclusions and future research are provided.

2. Process Description

The fuels of the studied facility are coke oven gas (COG) fuel and Linz–Donawitz converter gas (LDG) fuel. Coke gas is a by-product of industrial coke production from pit coal. It is generated by the high-temperature dry distillation of coking coals in the absence of oxygen. This gas consists

mainly of hydrogen, methane, and a small percentage of carbon monoxide, carbon, and nitrogen. It constitutes a high-value fuel for effective power generation due to its high calorific power. Converter gas is created from pig iron during the steel production process. The LD process is the most common production method used to generate raw steel. By means of this process, the pig iron is refined with oxygen, lowering the carbon proportion and providing enough process heat to maintain the steel liquid. Table 1 summarizes the main characteristics of each gas. The calorific power of COG is almost double that of LDG, but the latter is a cleaner gas. The actual composition of both gases for this plant is detailed in Table 2.

Table 1. Main characteristics of coke oven gas and Linz–Donawitz converter gas.

COG	LDG
Pyrolysis	Blown oxygen
Coke batteries	LD converter
>50% H ₂ , CH ₄	70% CO, CO ₂
4000 kcal/Nm ³	2100 kcal/Nm ³
SH ₂ , NH ₃ and heavy oils	Quite clean
Difficult energy utilisation	Highly toxic

Table 2. Average composition of coke oven gas and Linz–Donawitz converter gas. Source [5].

	Units	COG	LDG
CO	%	5.44	68.21
H ₂	%	58.14	1.05
CH ₄	%	24.36	0.02
C ₂ H ₆	%	0.61	-
N ₂	%	5.57	12.95
O ₂	%	0.45	0.6
CO ₂	%	1.38	13.42
H ₂ O (VAP)	%	2.21	3.75
Density	Kg/Nm ³	0.434	1.3242
SGCP	Kcal/Nm ³	4512	2104
PCI	Kcal/Nm ³	3988	2099

In an SGCP, these by-product gases are valorized by special engines to produce electricity in the electric plant and by boilers in the thermal plant to produce steam. Figure 1 provides a schematic view of the production process and subsequent use of the gases. The electric plant works only with LDG; meanwhile, the thermal plant runs mainly with COG but also with LDG or natural gas (NG) when the production of steelmaking gases is insufficient to supply the thermal energy required by the steel factory. The energy contained in the engine jacket water is also used to heat the boiler feed water up to 95 °C, and the energy of the engine exhaust gases is expelled at 500 °C for the production of recovery steam. This helps minimize thermal losses and reduces both the consumption of other resources and the emissions into the environment, as described in [6].

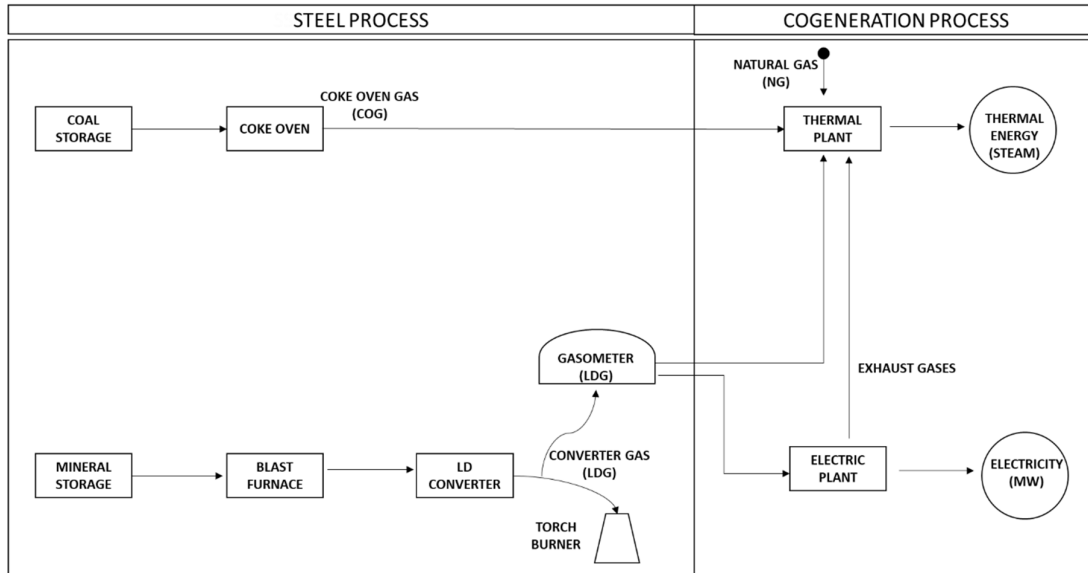


Figure 1. Schematic view of a simple iron and steel cogeneration process.

The steel factory requires approximately 90 tonnes/h of steam. The thermal energy is supplied by three conventional boilers, type FDU-3527, with a multifuel burner (coke gas, converter gas, or natural gas) with a steam production of 35 tonnes/h and a nominal power of 27 MW, as well as a recovery boiler, type GV-201, with a steam production of 20 tonnes/h and a nominal power of 11 MW. The equipment includes an economizer, vaporizer, and superheater, as well as a chimney for the evacuation of gases with a bypass in the economizer. This process is depicted in Figure 2.

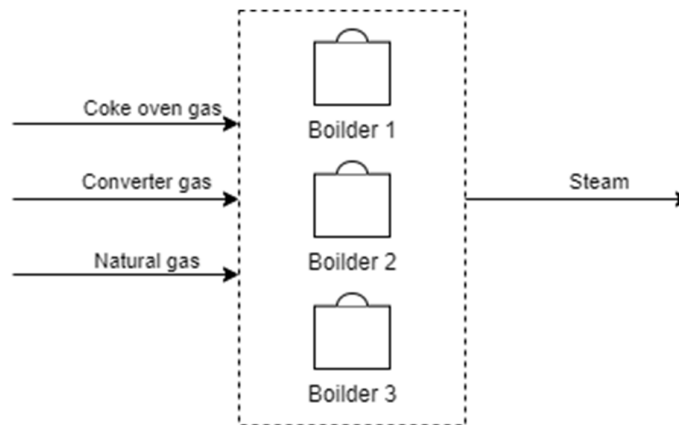


Figure 2. Schematic view of the thermal plant.

The plant includes 12 groups of gas engines that provide a total net electric power of 20,400 kW. The exhausts gas is recovered through a heat recovery unit for the generation of steam. The unit is designed as compact modular groups integrated with an engine, an alternator, and auxiliary systems for fuel, cooling, lubrication, and boot. Gas engines, designed to operate with converter gas, are a four-stroke type that provide turbocharging and cooling of the air–gas mixture and the electronically regulated combustion of the lean mixture. This process is depicted in Figure 3.

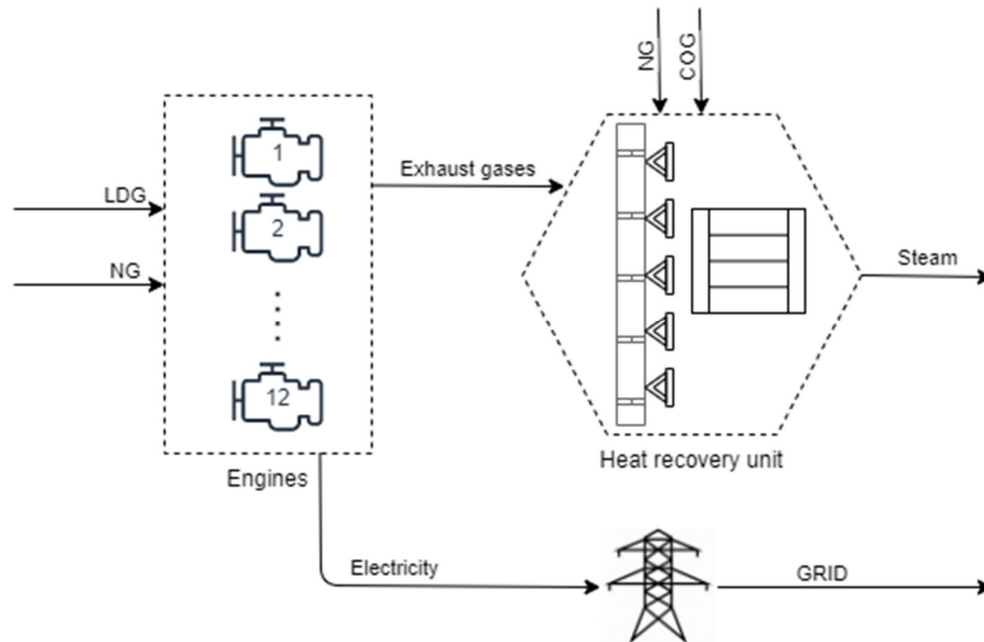


Figure 3. Schematic view of the electrical plant.

The electricity produced is commercialized in the daily electrical market. The steam is entirely consumed by the steelmaking plant. The temperature of the superheated steam is 300 °C, which is controlled through an attenuator system with an outlet pressure of 1.9 MPa.

In this kind of environment, there is an imbalance between the produced and consumed gas. Production is irregular and depends on very complex factors, such as planning production orders, mineral stocking, scheduled maintenance, breakdowns, incidents, and many other issues. The gasholders are a key element that balance the process. Since the storage capacity of the gasometers is limited, the correct planning and management of waste gases is crucial. This decision-making process usually relies on the empirical knowledge of the plant managers. Therefore, it is convenient to apply optimization techniques.

This case study is different compared to existing works. Conventional cogeneration plants are usually formed by the boiler and turbine assembly working in series. However, this study combines two related but independent processes: the boilers always produce steam, but the engines can be stopped without generating electricity. This aspect is very important because, in addition to electrical energy, the use of the thermal energy contained in the engines has special relevance for the operation of the thermal plant. Because of all this, the optimal management of steel gases has a very important impact on plant performance.

3. Method

The problem was modelled as a constraint satisfaction problem. This kind of problem can be defined by a set of variables, the domains for each of the variables, and the constraints on the values that the variables might assume simultaneously [7]. Different families of optimization models are used to formulate and solve these kinds of problems. One of the most successful methods is MILP modelling.

MILP models are one of the most prominent tools for solving the optimization of by-product gas systems and achieving cost reduction. Akimoto et al. [8] were the first to use MILP to optimize the by-product gases in the iron and steel industry. A mathematical model was formulated by Kim et al. [9,10], whose objective was to minimize the total cost over multiple periods. Kim et al. [11] also achieved an optimal trade-off between conflicting objectives, such as reducing the number of burners on/off and reducing holder level changes, thereby minimizing fuel consumption costs.

Compared to previous works, Kong et al. [12] proposed a model that simultaneously optimizes the distribution of by-product gases in the by-product gas system, the cogeneration system, and the iron- and steelmaking system. Qi et al. [13] developed a model for the plant-wide optimization of by-product gases to reduce the total cost. In their study, the authors proposed a more precise and objective penalty weight as a constraint in the function. De Oliveira et al. [14] presented a model to solve the problem of by-product fuel distribution to maximize energy utilization and assign appropriate weights to the objective function penalties, resulting in an increase in the operational performance of the fuel distribution system. Song et al. [15] noted that the dynamic optimization of surplus gas distribution has a very important position in the management of gas systems and established a common model. Zeng et al. [16] incorporated a novel multi-period model for the optimal distribution of by-product gases as steam and power. Different by-product gases can be mixed to satisfy the minimum heating and energy requirements of production units. Moreover, the authors introduced key practical features of by-product gases, steam, and power generation and distribution. Orre et al. [17] evaluated methods for decreasing the total energy demand and CO₂ emissions in a system containing an integrated steel plant connected to a combined heat and power plant through optimized production operations for seasonal-dependent energy demands.

Pena et al. [18] carried out a sensitivity analysis of the objective function considering the penalties associated with the decision variables of the optimization problem to evaluate the price of fuel used in a thermoelectric plant with a high market value, which should replace the gases generated in the steelmaking process only when the reserves of stored gas are small. Later, the same authors [19] minimized the imbalance between the random dynamics of by-product fuel generation and consumption and maximized the energy efficiency under various uncertainties using adaptive time-series models. Considering the time-of-use electricity price, Zhao et al. [20] proposed a model to optimize the by-product gas used. This model was later extended by considering Pareto optimality and fuzzy sets to find the best solution for two conflicting objectives: achieving gasholder stability and reducing the electricity purchasing cost [21].

The model was implemented using IBM ILOG CPLEX Optimization Studio software (CPLEX) [22]. CPLEX is software developed by IBM to solve optimization problems. CPLEX is a comprehensive tool designed to facilitate building and solving integer programming problems, very large linear programming problems (using either primal or dual variants of the simplex method or the barrier interior point), convex and non-convex quadratic programming problems, and convex quadratically constrained problems (solved via second-order cone programming). This tool combines integrated and full-featured development and supports OPL (optimization programming language) and high-performance CPLEX and CP Optimizer solvers. CPLEX has been selected because it is one of the most powerful and extended software optimization packages that can be used freely for academic applications. The suite has been in continuous improvement since the first version developed by Robert Bixby in 1988 [23]. The version used for this work was CPLEX Studio 12.9.0. Using the studio, optimization problems can be modelled using OPL, an easy-to-use declarative language. OPL allows the model to be separated from the data in two different declarative files: model file and data file. It is easy to simulate different scenarios using this feature. The models are defined in terms of decision variables, the objective function and constraints. The model files may also include scripts for pre- or post-processing the data. OPL syntax is very close to the natural way that a mathematical constraints optimization problem is expressed. This package has also been selected because of this feature, so starting the implementation from the mathematical formulation is easy, and also to carry on the model to other optimization packages. As a benefit, our work is more easily replicable.

The steps performed for this modelling can be summarized as follows:

1. First, the boundaries of the system are established, and the processes are identified. Reasonable simplifications are introduced to describe the system mathematically. This process is depicted in Section 2.
2. Second, an optimization model is created. The objective functions and constraints are both presented (Section 4).

3. Third, an appropriate optimization routine is applied. In this study, CPLEX is used to solve the MILP problem.
4. Fourth, the model is validated using a scenario, and the results are analyzed.

4. Problem Formulation

4.1. Objective Function

The subobjectives of the multifuel cogeneration process are to maximize energy revenue sales (1), minimize fuel costs (2), and minimize CO₂ emission costs (3). All these objectives are considered independently to explain the influence and impact of each separately. Subsequently, they are grouped into an overall objective function (4) to maximize the profit of the process. The numbers in parentheses refer to the equations that describe each component. Equipment maintenance cost (5) is also considered but not included within the objective function, as justified in Section 4.6.

4.2. Revenue

Revenue from energy sales (R) consists of:

- Remuneration for the sale of electric energy (R_{EE}): this is obtained by multiplying the electric energy generated by the hourly price of the electric pool, given by $P_{POOL}[t]$.
- Remuneration for the sale of thermal energy (R_{TE}): this is obtained from the product of steam produced compared to the price paid by the steel factory (in this case, a fixed price, given by P_{TE}).

$$R = \sum_{t=0}^{23} (R_{EE}[t] + R_{TE}[t]) = \sum_{t=0.23} (PR_{EE}[t] * P_{POOL}[t] + PR_{TE}[t] * P_{TE}). \quad (1)$$

The analyzed temporal window (t) is 24 h. The electric power production (PR_{EE}) is calculated by multiplying the amount of LDG allocated for electric production by the heat value of LDG. The thermal value is calculated in a similar way while also considering the amount of each gas allocated (thermal production could be performed with any of the three gases).

4.3. Fuel Cost

This is the amount of gas consumed in the SGCP to produce electrical and thermal energy multiplied by its unit cost:

$$C_{FUELS} = \sum_{t=0.23} (Q_{LDG}[t] * P_{LDG} + Q_{COG}[t] * P_{COG} + Q_{NG}[t] * P_{NG}). \quad (2)$$

The cost of the gas is fixed (not time-dependent) and is given by P_{LDG} (cost of LDG in €/Nm³), P_{COG} (cost of COG in €/Nm³) and P_{NG} (cost of GN in €/Nm³) in the equation. Q_{LDG} , Q_{COG} , and Q_{NG} are the cumulative amount of gas consumed per hour for each kind of fuel. Natural gas is consumed only for producing electricity and COG only for thermal energy, but LDG is consumed for both thermal and electrical power production. Thus, we must consider the amount allocated to each use: $Q_{LDG} = Q_{LDG_EE} + Q_{LDG_TE}$.

4.4. Emission Cost

This model considers CO₂ emissions. The cost is estimated using the conversion factor for each of the fuels recovered in the SGCP according to Equation (3):

$$C_{CO2} = \sum_{t=0.23} (Q_{LDG}[t] * \mu_{LDG} + Q_{COG}[t] * \mu_{COG} + Q_{NG}[t] * \mu_{NG}) * P_{CO2} \quad (3)$$

where μ represents the emission factor of each type of gas, and P_{CO2} is the cost per ton of CO₂ emissions.

4.5. Profit

The profit of the plant includes all of the above conditions:

$$Profit = R - C_{FUELS} - C_{CO2} \quad (4)$$

4.6. Maintenance

Maintenance cost (C_{MTE}) is derived from the number of stops of the equipment. For the burners, the unitary cost is represented by α , and for the engines β . The installation also has fixed maintenance costs, but these are not considered as they remain constant.

$$C_{MTE} = \alpha * \sum STOPS_{BURNERS} + \beta * \sum STOPS_{BOILERS} \quad (5)$$

Equation (5) is not included within the overall goal because the number of stops cannot be modelled with the linear programmer of OPL. Although at first glance it seems easy to compute, and it would be with a standard programming language, the OPL modelling language is limited to mathematical expressions within the context of linear programming. To calculate it, we would need to compare the fuel consumption of one hour with that of the previous one, to detect equipment starts, and accumulate the number of on/off. However, this cannot be done either in the section of the code dedicated to working with decision variables or in the section where the restrictions are declared. We are doing this calculation using CPLEX scripts post-processing the results. Therefore, we calculate the cost that it has, but this cost is not considered in the optimization. This is a limitation of the model. However, the maintenance cost is negligible compared to the rest of the costs.

4.7. Constraints

The overall goal of this model is to maximize profits according to the following constraints.

4.7.1. Gas Availability

Natural gas and COG are available without limitations, but LDG is produced discontinuously depending on the melts of the steelworks and is captured and conducted to a gasholder, as depicted in Figure 1. Therefore, the first restriction refers to the fact that LDG consumption must not exceed the gasholder's amount available at any time:

$$\sum_{i=0.t} (Q_{LDG_{TE}}[i] + Q_{LDG_{EE}}[i]) \leq \sum_{j=0.t} F_{LDG}[j] + stock_{LDG} \quad \forall t \text{ in } [0.23] \quad (6)$$

where $Q_{LDG_{ET}}$ and $Q_{LDG_{EE}}$ are the amount of LDG allocated for electric and thermal power respectively, F_{LDG} is the flow of gas captured from steelmaking, and $stock_{LDG}$ is the amount of surplus LDG stored by the gasholder in the previous period (at time $t = 0$).

4.7.2. Gasholder Constraints

As previously stated, gasholders play a key role in this process. In this case, the LDG gasholder that acts as a buffer for the gases captured from the conversion process is constrained by the maximum capacity ($V_{LDG_{MAX}}$) and the minimum capacity ($V_{LDG_{MIN}}$). The profit of the system is largely determined by the proper management of the capacity of this gasholder. Equation (7) and (8) model these constraints:

$$stock_{LDG} + \sum_{i=0.t} (F_{LDG}[i] - Q_{LDG}[i]) \geq V_{LDG_{MIN}} \quad \forall t \text{ in } [0.23] \quad (7)$$

$$stock_{LDG} + \sum_{i=0.t} (F_{LDG}[i] - Q_{LDG}[i]) \leq V_{LDG_{MAX}} \quad \forall t \text{ in } [0.23] \quad (8)$$

4.7.3. Steam Demand Satisfaction Constraint

The steam generated from the boilers must meet the energy demands (D_{TE}) for each period, which are shown in Equation (9):

$$PR_{TE}[t] \geq D_{TE}[t] \forall t \text{ in } [0.23] \quad (9)$$

The thermic production (PR_{TE}) is calculated according to the gas's heat value described in Section 4.2 (revenue).

4.7.4. Boiler Constraints

Boilers have their operational ranges and cannot operate under their technical limits. They require a minimum gas flow threshold to be started, as modeled in Equation (10), (11), and (12):

$$Q_{LDG_{TE}}[t] \geq LDG_{\min_{boiler}} \quad \parallel \quad Q_{LDG_{TE}} == 0 \forall t \text{ in } [0.23] \quad (10)$$

$$Q_{COG}[t] \geq GOC_{\min_{boiler}} \quad \parallel \quad Q_{COG} == 0 \forall t \text{ in } [0.23] \quad (11)$$

$$Q_{NG}[t] \geq NG_{\min_{boiler}} \quad \parallel \quad Q_{NG} == 0 \forall t \text{ in } [0.23] \quad (12)$$

These three equations are equivalent; the only difference is that Equation (10) considers that LDG may be consumed for thermal or electrical power, so the equation considers the flow to be thermally allocated. These equations can also be parameterized to distinguish different levels for each boiler (for example, in the case study, there are three boilers). However, the boilers that are used generally have the same technical characteristics.

A very important factor is the use of the "OR" operator (noted as " \parallel " in the equations). This is used in the sense that the CPLEX solver will assign 0 to that variable (the allocated gas) if the minimum threshold of the boiler is not reached. In this way, the boiler does not start if there is not a minimum gas flow.

In a similar way, the boilers cannot burn more fuel than the upper limit. This is modeled according to Equation (13), (14), and (15):

$$Q_{LDG_{TE}}[t] \leq LDG_{\max_{boiler}} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (13)$$

$$Q_{COG}[t] \leq GOC_{\max_{boiler}} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (14)$$

$$Q_{NG}[t] \leq NG_{\max_{boiler}} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (15)$$

4.7.5. Engine Constraints

The engines for electric production are also subject to operational constraints. In this case, the number of equations is more significantly reduced because the engines can only operate with LDG.

$$Q_{LDG_{EE}}[t] \geq LDG_{\min_{engine}} \quad \parallel \quad Q_{LDG_{EE}} == 0 \forall t \text{ in } [0.23] \quad (16)$$

$$Q_{LDG_{EE}}[t] \leq LDG_{\max_{engine}} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (17)$$

The "OR" operator is used in Equation (16) as it is used in Equation (10) within the context of the CPLEX solver to avoid the engine from starting if the minimum gas threshold is not reached.

4.8. OPL Model

Appendix B includes part of the CPLEX OPL source code. The code starts with the data section. All the variables and data structures are declared within this section. It is necessary to consider that the data is loaded from a complementary *.dat* file, so the variables are initialized with those values. In this way, the same model can be used to easily simulate different scenarios. This file is not included, but the values of the variables can be easily derived from the description of the scenario in Section 5.

The second section includes the declarations of the decision variables. In that section, *dvar* is the OPL keyword used to declare decision variables. Some expressions can be used to write more complex expressions in a compact way. In this case, the subobjectives stated in 4.2, 4.3 and 4.4 are

written using decision expressions. Finally, the objective must be stated. In this case, maximize the overall profit.

The third section contains the model constraints. Here, all the problem formulation described in Section 4.7 is coded. Finally, the model also includes scripts for post-processing the results and to perform additional calculations. This section has not been included in the appendix due to its length and because it is not of special interest.

5. Scenario Description

To begin, we detail the installation parameters that are relevant to the formulation of the problem. Table 3 shows the capacity of the LDG gasholder. Once the upper limit is reached, the untapped LDG is directly burned by the torch.

Table 3. LDG gasholder capacity parameters.

Parameter	Capacity (Nm ³)
Lower threshold	10,000
Normal	45,000
Upper limit	61,000

The efficiency of each type of equipment is shown in Table 4. Frequently starting and stopping the equipment should be avoided, which can be enforced by penalties. The penalty for each engine stop was established as 10 € due to the mandatory maintenance costs for every 2000 engine starts. For each burner stop, 5 € was established to avoid the risk of unwanted unavailability. Finally, 70 € was determined for each boiler stop to reduce the work of partial loads on the boilers and the consequent loss of performance, according to Zhao et al. [20]. These penalties were established according to the plant operators' experience.

Table 4. Efficiencies of each type of equipment.

Equipment	Units	Start Year	Type	Nominal Power (MW)	Performance
Boilers	3	2004	FDU-3527	27	92%
Gas engine	12	2004	JMS 620 GS-S/NL	1.7	35.5%

Table 5 and 6 present the consumption ranges of the equipment for different gases. The electric engines are adapted to work only with LDG.

Table 5. Consumption ranges of the boiler gases.

Gas	Range [min-max] (Nm ³ /h)
COG	[1200–4000]
LDG	[2000–10,000]
Natural Gas	[400–4000]

Table 6. Consumption ranges of the electric engines.

Gas	Range [min-max] (Nm ³ /h)
COG	-
LDG	[1100–2000]
Natural Gas	-

The heating values of fuel gases and the factor emissions are shown in Table 7. A penalty for CO₂ emissions must also be considered. For the computation, 5.96 €/t was the average value registered for the geographical area of the plant during the period of study (2014).

Table 7. Heating values of steel gas cogeneration.

Gas	Heating Values (MJ/m ³)	Factor Emission (kG CO ₂ /GJ)
COG	16.9	42.32
LDG	8.8	185.47
Natural Gas	36.1	55.83

The revenue of steam production is fixed by contract and is shown in Table 8. The price paid is higher for steel gas due to the environmental benefits that it provides to the factory by avoiding torch combustion.

Table 8. Revenue for steam production.

Gas	Revenue (€/t)
COG	3.6
LDG	3.6
Natural Gas	2.4

The planning period spans one day with real data from the operation in SGCP. The time step length of 1 h corresponds to the actual measuring period used in the process. The thermal energy required by the steel process must be supplied by the cogeneration plant in a continuous, safe, and reliable way. For electric energy, the objective is to maximize energy sales based on the hourly price of the electricity market. In Spain, this price is known the day before as a consequence of crossing the energy supply and demand curve forecasting. The electricity spot market defines the prices for every hour of the following day. For this reason, the correct management and optimization of gas flows is essential to ensure the fewest repercussions for the performance of the thermal plant.

The management of off-gas is currently done manually and based on the knowledge of the operators. The operating data were recorded for the plant over one year. The data differ in the amount of available steel gases, as well as the steam demands and electricity prices. Based on a study of these data, a scenario was selected; this scenario is considered representative of the different situations that may occur. The operation and performance of the current results are compared and evaluated against the results of the optimization model proposed in this work.

5.1. 24-h Reference Scenario Data

This scenario represents the base day in the operation of the plant with very irregular and discontinuous steel gas availability. The scenario involves periods of operation with natural gas due to a lack of steel gas and mixed operation with steel gas and natural gas. Thus, this scenario is interesting for comparison. Notably, steel gas is not always available depending on the operational program of the steel plant and its storage capacity, which is limited by its gasholders.

The following figures detail the initial conditions with which the different consumption strategies are evaluated. Figure 4 shows the availability of steel waste gas, and Figure 5 presents the steam requirements of the steel company. The electricity price market during this period can be seen in Figure 6.

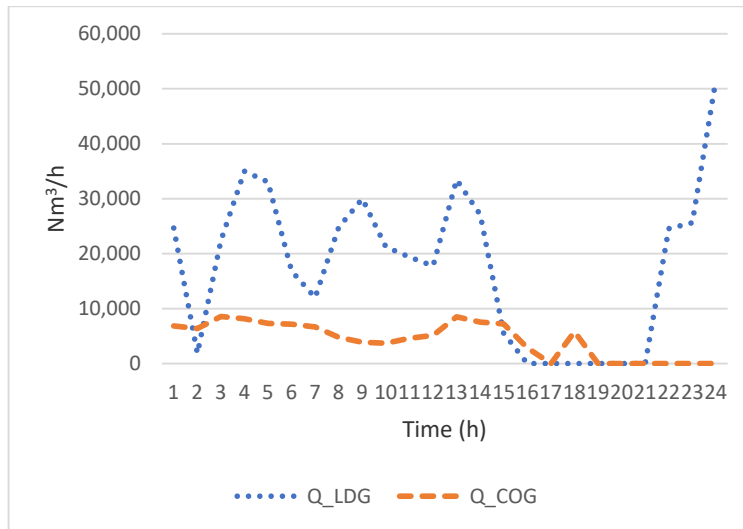


Figure 4. Availability of steel waste gas in the planning period.

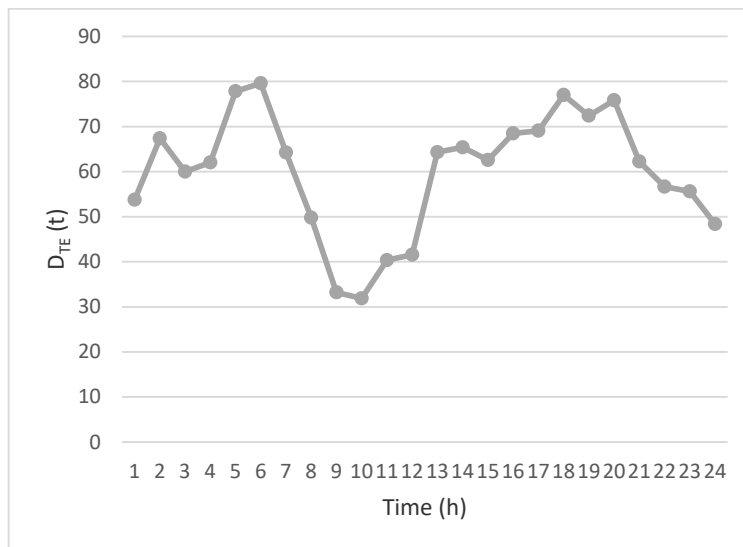


Figure 5. Process steam demand.

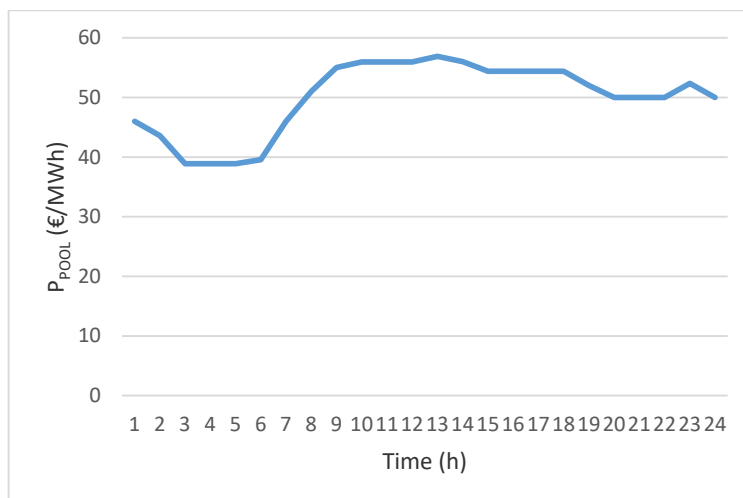


Figure 6. Electricity market price.

6. Results

Here, we describe the optimization results during the period. Figure 7 and 8 present the distributions of LDG, COG, and NG in the SGCP in the base scenario (based on the actual data for the studied period) and the results of the optimized solution, respectively. The base scenario refers to the 24-h situation described in Section 5.1, considering the decisions made by the managers and, thus, the outcomes produced by those decisions. That situation is taken as baseline for the comparison against the decisions proposed by the situation modelled with CPLEX. The results indicate the amount that the three kinds of gases fluctuated during the planning period. The behavior in both scenarios is very different. In the optimized solution during nighttime hours, LDG is mainly used to produce thermal energy. This is due to the low price of the electricity market (<40 €/MWh) and to avoid the consumption of NG. However, in the morning hours, the strategy is different due to the high price of the electricity market (> 55€/MWh) and the decrease in the thermal requirements of the steel factory (<50 Tn). In the afternoon (from 15 h onward), LDG accumulates in the gasometer to minimize the contribution of GN (from 19 h onwards).

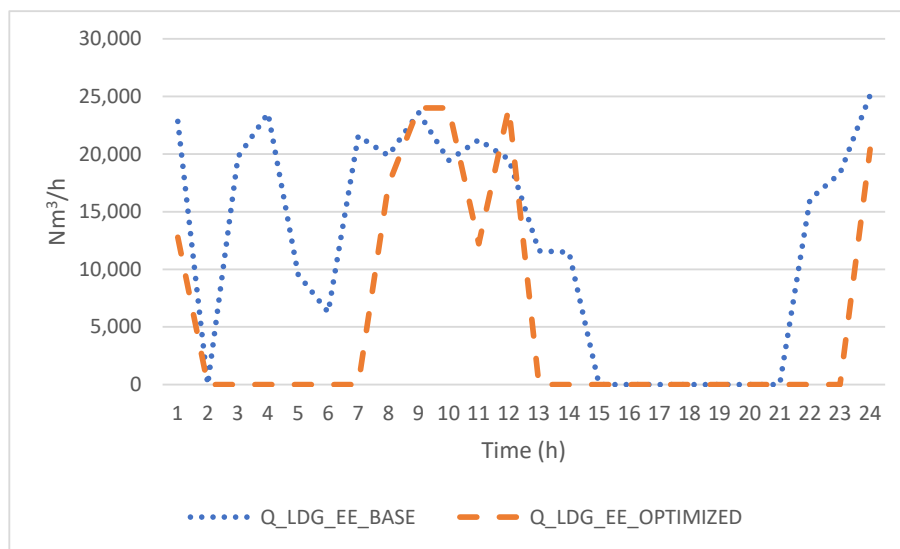


Figure 7. Base and optimized LDG distribution for electricity production in the planning period.

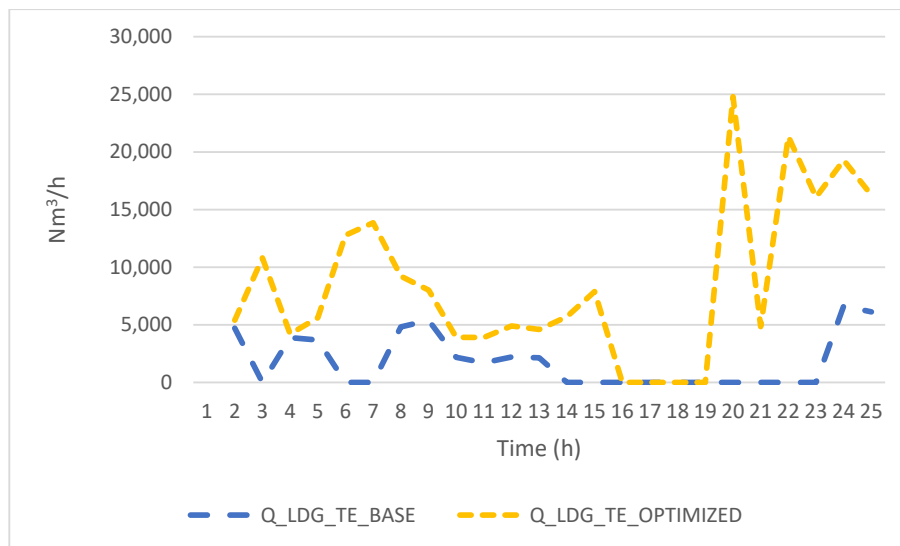


Figure 8. Base and optimized distribution LDG for steam production in the planning period.

As depicted in Figure 9, the volume of COG allocated to thermal production is the same in both cases (the lines are overlapped) and coincides with the amount available (Figure 4). To achieve the thermal energy requirements, NG must also be used (Figure 10). This scenario features a shortage of COG, which is complemented with NG. However, as shown in Figure 10, the consumption of NG is greater in the base case than in the optimized scenario, which yields notable savings.

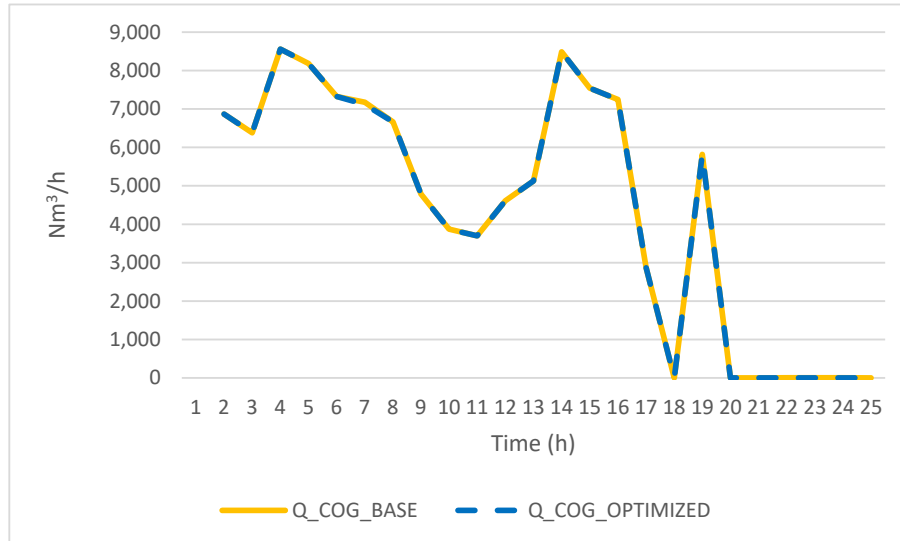


Figure 9. Base and optimized distribution COG for steam production in the planning period.

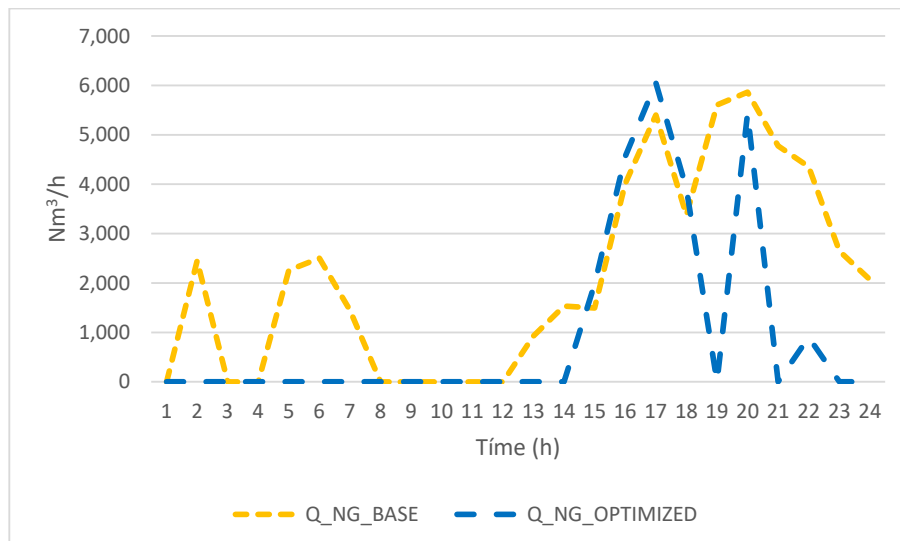


Figure 10. Base and optimized distribution NG for steam production in the planning period.

Figure 11 details a comparison between the level of the base and the proposed gasholder level once the optimization is carried out. In the latter case, the optimized solution is associated at a low level during the night; however, from 4 a.m. until 6 p.m. it remains above 50,000 m³. The following hours take advantage of the energy stored in the gasholder to decrease the consumption of NG.

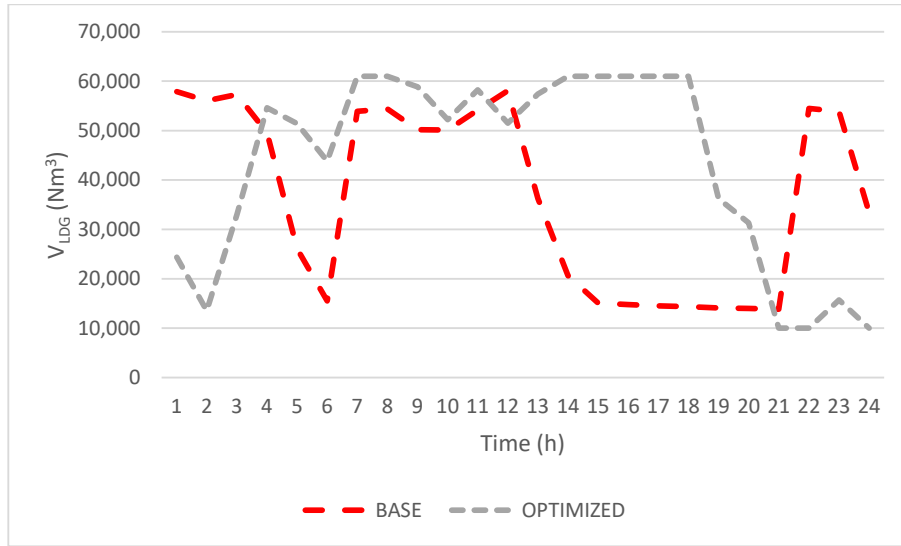


Figure 11. Base and optimized V_{LDG} in the gas holder.

The numbers of engines, burners, and boilers turned on/off in the base and optimized scenarios are shown in Figure 12 and 13, respectively. The optimized solution minimizes the stoppage of the motors by 29%. However, the burner changes in the boilers are increased by 70% due to the more complex management of steel gas.

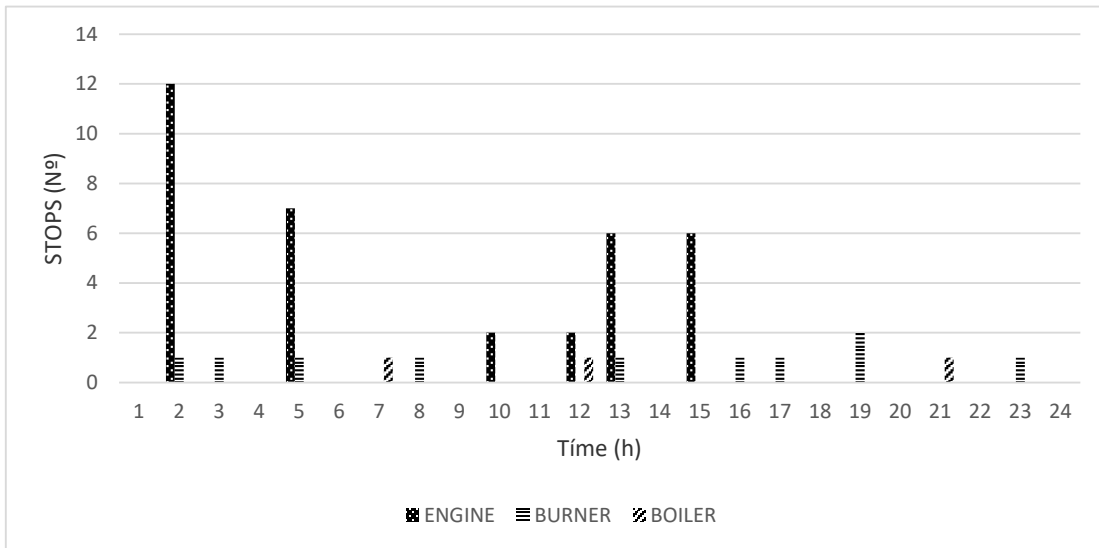


Figure 12. Base engine, burner, and boiler ON/OFF.

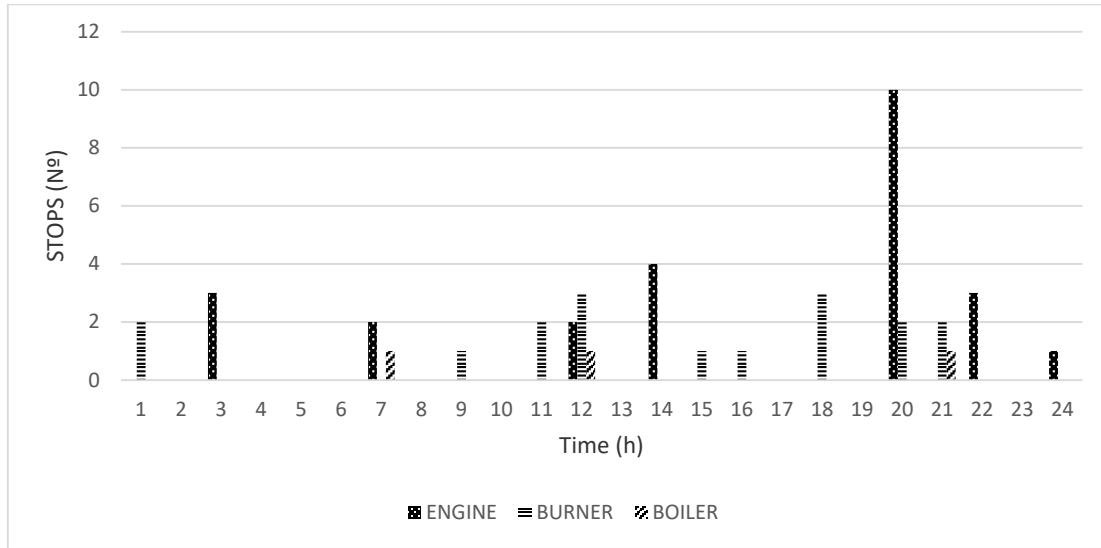


Figure 13. Optimized engine, burner, and boiler ON/OFF.

Figure 14 depicts the economic results under both scenarios. The allocation proposed by the proposed model transforms a scenario with losses into a profitable scenario.

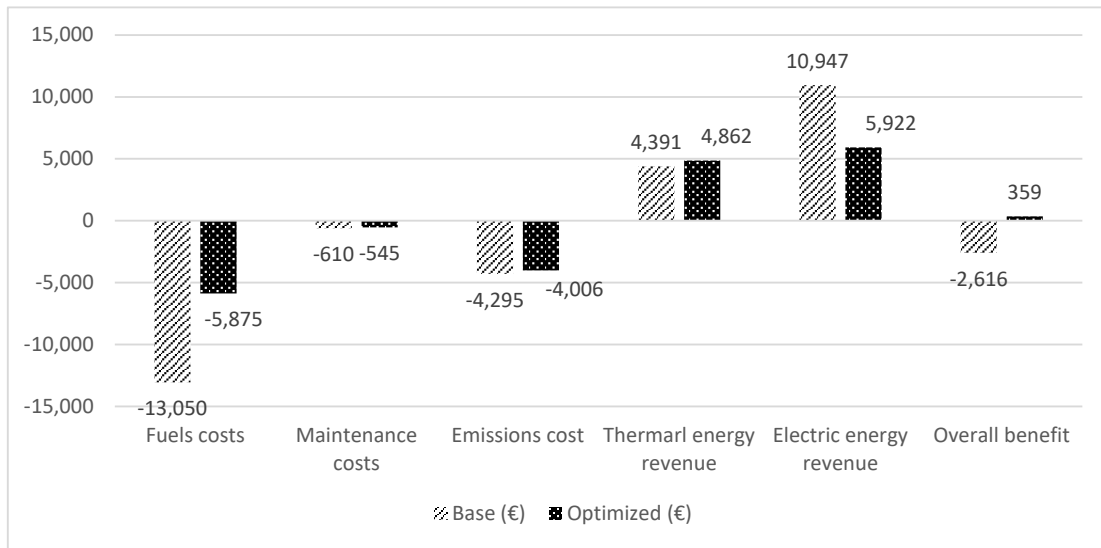


Figure 14. Comparative break down of the base and optimized benefits.

The base scenario focuses mainly on the way to avoid the consumption of NG, neglecting how more suitable off-gas allocation could contribute in a more positive way. Therefore, the base model yields higher operational costs systematically. The optimized model minimizes fuel costs by 55% based on the reduction of NG consumption. The maintenance costs are practically the same in both models. Emission costs are also lower in the proposed scenario due to the greater use of COG, which also has a much lower CO₂ emission factor than LDG. The thermal energy revenue is almost the same in both cases because the price per ton of steam produced using steel gases is the same. The revenue from the production of electrical energy is lower with the proposed model, but the overall benefits are higher.

Sensitivity Analysis

A sensitivity analysis of the most significant factors was performed. Off-gases have no cost in the present scenario. Coke batteries work in a continuous way, so their consumption is presently a priority. In the future, iron and steel plants will increase their consumption and use of steel gases, especially COG, due to its good calorific value. Therefore, COG has economic value. A sensitivity analysis of the COG price was conducted, concluding that until reaching a cost of 0.079 €/m³, the present scenario remains profitable.

Trading in the CO₂ emissions market is becoming increasingly relevant to the sustainability and competitiveness of companies. The future trend is that the price of CO₂ emissions will continue to increase. Therefore, a sensitivity analysis was conducted by increasing the P_{CO₂} value and comparing its process's profitability with other very important economic parameters. One of those parameters is the capacity of the gasholder. The capacity of the gasholder is fixed, but this model could be useful to design a new process or to expand the decision-making process. Table 9 shows how the benefits vary with different amounts of CO₂ and different capacities of the gasholder. Here, the breakpoint where the cost of CO₂ emissions becomes unprofitable is projected for a specific gasholder capacity. For example, in the present scenario, a capacity of 60,000 Nm³ would be between 5 and 10 €/t. Another interesting analysis is the relationship between the gasholder capacity and the expected profit, which follows a logarithmic relationship: doubling the capacity of the gasometer does not mean doubling the profit.

Likewise, Table 10 shows a comparison of thermal energy prices and CO₂ emissions. With a thermal energy price above 50% of the CO₂ price, a plant would be profitable.

Table 9. Sensitivity analysis of the CO₂ and gasholder level.

Benefit [€]	CO ₂ Price (€/t)					
	0	5	10	15	20	
V _{LDG} (Nm ³)	30,000	4460	1019	-2422	-5864	-9306
	60,000	5387	2022	-1342	-4702	-8072
	90,000	6082	2794	-492	-3760	-7068
	120,000	6655	3444	234	-2976	-6187
	150,000	7172	4036	900	-2235	-5371

Table 10. Sensitivity analysis of the CO₂ and thermal energy price.

Benefit [€]	CO ₂ Price (€/t)					
	0	5	10	15	20	
P _{TE} (€/t)	2	3111	-251	-3613	-6975	-10,337
	4	5989	2626	-735	-4097	-7459
	6	8867	5504	2142	-1219	-4581
	8	11,745	8392	5020	1658	-1703
	10	14,623	11,260	7898	4536	1174

7. Conclusions

The management of cogeneration processes based on off-gases in the iron and steel industry is complex. To achieve the lowest operational cost, it is important to take the entire system into account to avoid sub-optimal operations. In this paper, an MILP model for multi-period optimization of the steel gas allocation in a cogeneration system is proposed. The case study shows that the proposed method performs well in maximizing the total benefits. Compared to the base model (human decision-making), a benefit of more than 16.9% was obtained. This result is based on the operational data over one day with a shortage of off-gas and thus requires the system to be supplemented with natural gas. This is a limitation of the present study. However, this is not a rare case but a representative case of a situation that occurs with a certain frequency. In gas-sufficiency situations,

human decision-making and model decision-making do not differ significantly, but when other circumstances come into play, operators tend to make decisions following short-term, and therefore less efficient, criteria. To overcome this limitation, the analysis of scenarios with a broader time horizon is proposed for further work. A 24-h time window was used because the electricity price is known anticipatedly, but scenarios with larger periods reflecting different patterns can be considered, for example a week with adverse weather conditions that entails expensive electricity prices.

Sensitivity analyses of CO₂ prices, gasholder levels, and thermal energy were also conducted. This information could be very useful when designing new cogeneration processes. In this sense, our analysis of the influence of gasometer capacity is especially important. The correct dimensioning of gasometer capacity is one of the most relevant design parameters; as noted in this study, the relation of capacity–benefits is logarithmic. The analyses of the influence of CO₂ emissions is also remarkable, as this factor is one of the most important in the context of decarbonization. This study considers only one objective because the CO₂ emissions are translated to cost in order to compute the overall profit. An interesting challenge and future line of research may be the application of multi-objective optimization in which benefits and CO₂ emissions are analyzed. As further work, a model will be developed evaluating the pareto front that relates the profit with the tons of CO₂ emissions. This, in this way, the decision makers will have valuable information for the decision-making process. The CPLEX model would enable the use of a ϵ -constraint multi objective approach, which is an extension of linear programming for application in bi-objective optimization problems.

Author Contributions: Conceptualization, V.R.M. and S.G.G.; methodology, V.R.M.; software, H.M.P.; validation, S.G.G., V.R.M., H.M.P., and A.M.B.; formal analysis, S.G.G.; investigation, S.G.G.; data curation, S.G.G.; writing—original draft preparation, V.R.M. and S.G.G.; writing—review and editing, H.M.P. and A.M.B. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work was subsidized through the Plan of Science, Technology, and Innovation of the Principality of Asturias (Ref: FC-GRUPIN-IDI/2018/000225).

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses, or interpretation of data; in the writing of the manuscript, or in the decision to publish the results.

Appendix A

Nomenclature	
C _{FUELS}	Fuels costs (€)
C _{CO2}	Emissions CO ₂ costs (€)
C _{MTE}	Maintenance costs (€)
D _{TE}	Demanded thermic energy (t)
F _{LDG}	LDG flow (Nm ³ /h)
H _{LDG}	Heat value of LDG (KJ/Nm ³)
H _{COG}	Heat value of COG (KJ/Nm ³)
H _{NG}	Heat value of NG (KJ/Nm ³)
F _{LDG}	Flow of LDG (Nm ³ /h)
L _{LDG}	Gasometer level (Nm ³)
P _{POOL}	Electricity market price (€/MW)
α	Burner penalty for stop
β	Engine penalty for stop
Q _{COG}	Allocated amount of COG (Nm ³ /h)
Q _{LDG}	Allocated amount of LDG (Nm ³ /h)
Q _{NG}	Allocated amount of NG (Nm ³ /h)
P _{TE}	Thermal energy price (€/h)
P _{LDG}	LDG price (€/Nm ³)
P _{COG}	GOG price (€/Nm ³)

P_{NG}	NG price (€/Nm ³)
P_{CO_2}	CO ₂ price (€/Tn)
PR_{EE}	Electric power production (MW)
PR_{TE}	Thermal energy production (t)
R	Revenue (€)
R_{EE}	Electric power revenue (€)
R_{TE}	Thermal energy revenue (€)
$stock_{LDG}$	Stocked LDG in the gasholder
μ_{LDG}	Emission factor LDG (Tn/GJ)
μ_{COG}	Emission factor COG (Tn/GJ)
μ_{NG}	Emission factor NG (Tn/GJ)
V_{LDG_MIN}	Min LDG gasholder threshold (Nm ³)
V_{LDG_MAX}	Max. LDG gasholder threshold (Nm ³)
Subscript	
NG	Natural gas
LDG	Linz–Donawitz gas
COG	Coke oven gas
POOL	Daily electricity market
STEAM	Steam
EE	Electric energy
TE	Thermal energy

Appendix B.

CPLEX OPL model

```

/*****
* Data section
* Data from this section is loaded from a complementary data file
*****/

//Time window 0..23
{int} Hours_Pool = ...;

//Electricity market price
float P_Pool[Hours_Pool] = ...;

//Thermal energy price
float P_TE = ...;

//Cost of CO2 emissions
float P_CO2 = ...;

//LDG initial stock in the gasholder
float stock_LDG = ...;

//Min LDG gasholder threshold
float V_LDG_MIN = ...;

//Max LDG gasholder threshold

```

```
float V_LDG_MAX = ...;
```

```
//Range for the hours of study
```

```
range HOURS = 0..23;
```

```
//Heat value of LDG for thermal production
```

```
float H_LDG_Ter = ...;
```

```
//Heat value of LDG for electric production
```

```
float H_LDG_Elec = ...;
```

```
//Heat value of LDG for thermal production
```

```
float H_NG_Ter = ...;
```

```
//Heat value of COG for thermal production
```

```
float H_COG_Ter = ...;
```

```
//LDG unitary cost
```

```
float P_LDG = ...;
```

```
//COG unitary cost
```

```
float P_COG = ...;
```

```
//NG unitary cost
```

```
float P_NG = ...;
```

```
//Emission factor LDG
```

```
float mu_LDG = ...;
```

```
//Emission factor COG
```

```
float mu_COG = ...;
```

```
//Emission factor NG
```

```
float mu_NG = ...;
```

```
//Estimated flow of LDG
```

```
float F_LDG[HOURS] = ...;
```

```
//Minimum flow of LDG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work
```

```
float LDG_min_Boiler = ...;
```

```
//Maximum flow of LDG accepted by the boilers per hour
```

```
float LDG_max_Boiler = ...;
```


//Minimum flow of COG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work

float COG_min_Boiler = ...;

//Maximum flow of COG accepted by the boilers per hour

float COG_max_Boiler = ...;

//Minimum flow of NG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work

float NG_min_Boiler = ...;

//Maximum flow of NG accepted by the boilers per hour

float NG_max_Boiler = ...;

//Demanded thermic energy

float D_TE[Hours_Pool] = ...;

//Minimum flow of LDG for the engines.

float LDG_min_Eng = ...;

//Max flow LDG that can be consumed by the engines

float LDG_max_Eng = ...;

/******

* Decision variables section

*****/

dvar float+ PR_EE[Hours_Pool];

dvar float+ PR_TE[Hours_Pool];

dvar float+ Q_LDGE[Hours_Pool];

dvar float+ Q_LDGETE[Hours_Pool];

dvar float+ Q_COGETE[Hours_Pool];

dvar float+ Q_NGETE[Hours_Pool];

dexpr float R_EE=sum(h in Hours_Pool) PR_EE[h]*P_Pool[h];

dexpr float R_TE=sum(h in Hours_Pool) PR_TE[h]*P_TE;

dexpr float Q_LDGH[Hours_Pool]=Q_LDGE[h]+Q_LDGETE[h];

dexpr float C_LDGH=sum(h in Hours_Pool) Q_LDGH[h]*P_LDGH;

dexpr float C_COGH=sum(h in Hours_Pool) Q_COGETE[h]*P_COGH;

dexpr float C_NGH=sum(h in Hours_Pool) Q_NGETE[h]*P_NGH;

dexpr float C_CO2_LDGH=sum(h in Hours_Pool) Q_LDGH[h]*mu_LDGH*P_CO2;

dexpr float C_CO2_COGH=sum(h in Hours_Pool) Q_COGETE[h]*mu_COGH*P_CO2;

dexpr float C_CO2_NGH=sum(h in Hours_Pool) Q_NGETE[h]*mu_NGH*P_CO2;

```

//Overall objective
dexpr float Profit=R_EE+R_TE-C_LDG-C_COG-C_NG-C_CO2_LDG-C_CO2_COG-C_CO2_NG;

//Objective
maximize
Profit;

/*****
* Constraints section
*****/

subject to {
//These first ones are to calculate the electrical and thermal production as a multiplication of
consumption
//by the energy power for the production of electricity and thermal energy.
    max_per_hour_electricity:
    forall (h in Hours_Pool)
        PR_EE[h]==Q_LDG_EE[h]*H_LDG_Elec;

    max_per_hour_thermic:
    forall (h in Hours_Pool)

PR_TE[h]==Q_LDG_TE[h]*H_LDG_Ter+Q_COG_TE[h]*H_COG_Ter+Q_NG_TE[h]*H_NG_Ter;

//That the boilers do not work below their technical limit, they need to burn a minimum flow of fuel
gas to be started.
    constraint_min_threshold_LDG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_LDG_TE[h]>=LDG_min_Boiler || Q_LDG_TE[h]==0;

    constraint_min_threshold_COG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_COG_TE[h]>=COG_min_Boiler || Q_COG_TE[h]==0;

    constraint_min_threshold_NG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_NG_TE[h]>=NG_min_Boiler || Q_NG_TE[h]==0;

//Likewise, boilers cannot burn more than the upper technical limit of fuel gas per hour.
    constraint_max_threshold_LDG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_LDG_TE[h]<=LDG_max_Boiler;

```

```

constraint_max_threshold_COG_boilers:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_COG_TE[h]<=COG_max_Boiler;

constraint_max_threshold_NG_boilers:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_NG_TE[h]<=NG_max_Boiler;

//That the engines do not run below their technical limit, they need to burn a minimum flow of gas
to be started
constraint_min_threshold_LDG_engines:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_LDG_EE[h]>=LDG_min_Eng || Q_LDG_EE[h]==0;

//Likewise, engines cannot burn more than the upper technical limit of gas per hour
constraint_max_threshold_LDG_engines:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_LDG_EE[h]<=LDG_max_Eng;

//Ensure that we produce the amount of thermal energy (tons of steam) required by the customer
every hour
thermic_energie_required_per_hour:
forall(h in Hours_Pool)
    PR_TE[h]==D_TE[h];

//Do not consume more than the total available flow per hour for electricity or heat
available_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    sum (i in 0 ..h) (Q_LDG_TE[i]+Q_LDG_EE[i])<= sum (j in 0..h) F_LDG[j]+stock_LDG;

//Maintain the minimum volume on the LDG gasholder
level_min_gasholder_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    stock_LDG + sum (i in 0..h) (F_LDG[i]-Q_LDG[i])>=V_LDG_MIN;

//Do not exceed the maximum capacity of the LDG gasholder
level_max_gasholder_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    stock_LDG+sum(i in 0..h) (F_LDG[i]-Q_LDG[i])<=V_LDG_MAX;
}

```

References

1. World Steel Association. World Steel in Figures, 2019. Available online: https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:f07b864c-908e-4229-9f92-669f1c3abf4c/fact_energy_2019.pdf (accessed on 7 April 2020).
2. He, K.; Wang, L. A review of energy use and energy-efficient technologies for the iron and steel industry. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *70*, 1022–1039.
3. Quader, M.A.; Ahmed, S.; Ghazilla, R.A.R.; Ahmed, S.; Dahari, M. A comprehensive review on energy efficient CO₂ breakthrough technologies for sustainable green iron and steel manufacturing. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *50*, 594–614.
4. Zhao, X.; Bai, H.; Hao, J. A review on the optimal scheduling of byproduct gases in steel making industry. *Energy Procedia* **2017**, *142*, 2852–2857.
5. Consejería de Medioambiente y Desarrollo Rural. Principado de Asturias Información Pública—Informe Detallado SIDERGÁS|PRTR España. Available online: http://www.prtr-es.es/Informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=4919 (accessed on 25 December 2016).
6. García, S.G.; Montequín, V.R.; Fernández, R.L.; Fernández, F.O. Evaluation of the synergies in cogeneration with steel waste gases based on Life Cycle Assessment: A combined coke oven and steelmaking gas case study. *J. Clean. Prod.* **2019**, *217*, 576–583.
7. Shoham, Y.; Leyton-Brown, K. *Multiagent Systems: Algorithmic, Game-Theoretic, and Logical Foundations*; Cambridge University Press, New York, USA: 2008; ISBN 1-139-47524-X.
8. Akimoto, K.; Sannomiya, N.; Nishikawa, Y.; Tsuda, T. An optimal gas supply for a power plant using a mixed integer programming model. *Automatica* **1991**, *27*, 513–518.
9. Kim, J.H.; Yi, H.; Han, C. Optimal byproduct gas distribution in the iron and steel making process using mixed integer linear programming. In Proceedings of the International Symposium on Advanced Control of Industrial Processes, Orlando, FL, USA, 2002; pp. 581–586.
10. Kim, J.H.; Yi, H.-S.; Han, C. A novel MILP model for plantwide multiperiod optimization of byproduct gas supply system in the iron-and steel-making process. *Chem. Eng. Res. Des.* **2003**, *81*, 1015–1025.
11. Kim, J.H.; Yi, H.; Han, C.; Park, C.; Kim, Y. Plant-wide multiperiod optimal energy resource distribution and byproduct gas holder level control in the iron and steel making process under varying energy demands. In *Computer Aided Chemical Engineering*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2003; Volume 15, pp. 882–887, ISBN 1570-7946.
12. Kong, H.; Qi, E.; Li, H.; Li, G.; Zhang, X. An MILP model for optimization of byproduct gases in the integrated iron and steel plant. *Appl. Energy* **2010**, *87*, 2156–2163.
13. Qi, E.; Kong, H.; He, S. Multi-period optimal byproduct gas scheduling in iron and steel industry. *Syst. Eng.-Theory Pract.* **2010**, *30*, 2070–2079.
14. De Oliveira Junior, V.B.; Pena, J.G.C.; Salles, J.L.F. An improved plant-wide multiperiod optimization model of a byproduct gas supply system in the iron and steel-making process. *Appl. Energy* **2016**, *164*, 462–474.
15. Song, J., Zhang, A. C., & Zheng, H. K. (2012). Study on Dynamic Optimization Model of Surplus Gas Distribution in Iron and Steel Plant. *Advanced Materials Research*, 610–613, 2228–2231..
16. Zeng, Y.; Xiao, X.; Li, J.; Sun, L.; Floudas, C.A.; Li, H. A novel multi-period mixed-integer linear optimization model for optimal distribution of byproduct gases, steam and power in an iron and steel plant. *Energy* **2018**, *143*, 881–899.
17. Orre, J.; Bellqvist, D.; Nilsson, L.; Alstrom, L.; Wiklund, S. Optimised Integrated Steel Plant Operation Dependent on Seasonal Combined Heat and Power Plant Energy Demand. *Chem. Eng. Trans.* **2018**, *70*, 1117–1122.
18. Pena, J.G.; de Oliveira, V.B.; Salles, J.L. Sensitivity analysis of byproduct gas distribution optimization problem in the iron and steel-making process. In Proceedings of the 2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), Curitiba, Brazil, 20–23 November 2016; pp. 1–7.
19. Pena, J.G.C.; de Oliveira Junior, V.B.; Salles, J.L.F. Optimal scheduling of a by-product gas supply system in the iron-and steel-making process under uncertainties. *Comput. Chem. Eng.* **2019**, *125*, 351–364.
20. Zhao, X.; Bai, H.; Shi, Q.; Han, J.; Li, H. Optimal distribution of byproduct gases in iron and steel industry based on mixed integer linear programming (MILP). In *Energy Technology 2015*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2015; pp. 73–80.


21. Zhao, X.; Bai, H.; Shi, Q.; Lu, X.; Zhang, Z. Optimal scheduling of a byproduct gas system in a steel plant considering time-of-use electricity pricing. *Appl. Energy* **2017**, *195*, 100–113.
22. Manual, C.U. IBM ILOG CPLEX Optimization Studio. *Version* **1987**, *12*, 1987–2018.
23. BIXBY, Robert E. A brief history of linear and mixed-integer programming computation. *Documenta Mathematica*, 2012, p. 107-121..



© 2020 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Article

Multi-Objective Optimization of Steel Off-Gas in Cogeneration Using the ϵ -Constraint Method: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study

Sergio García García ¹, Vicente Rodríguez Montequín ^{2,*} , Marina Díaz Piloñeta ² and Susana Torno Lougedo ³¹ EDP, Energías de Portugal, Plaza del Fresno, 2, 33007 Oviedo, Spain; Sergio.GarciaGarcia@edpenergia.es² Area of Project Engineering, University of Oviedo, C/Independencia 3, 33004 Oviedo, Spain; diazmarina@uniovi.es³ Area of Mining Exploitation, University of Oviedo, C/Independencia 3, 33004 Oviedo, Spain; tornosusana@uniovi.es

* Correspondence: montequi@uniovi.es

Abstract: Increasingly demanding environmental regulations are forcing companies to reduce their impacts caused by their activity while defending the economic viability of their manufacturing processes, especially energy and carbon-intensive ones. Therefore, these challenges must be addressed by posing optimization problems that involve several objectives simultaneously, corresponding to different conditions, and often conflicting between. In this study, the residual gases of an integral steel factory were evaluated and modeled with the goal of developing an optimization problem considering two opposing objectives: CO₂ emissions and profit. The problem was first approached in a mono-objective manner, optimizing profit through Mixed Integer Linear Programming (MILP), and then was extended to a bi-objective problem solved by means of the ϵ -constraint method, to find the Pareto front relating profit and CO₂ emissions. The results show that multiobjective optimization is a very valuable resource for plant managers' decision-making processes. The model makes it possible to identify inflection points from which the level of emissions would increase disproportionately. It gives priority to the consumption of less polluting fuels. The model also makes it possible to make the most of temporary buffers such as the gas holders, adapting to the hourly price of the electricity market. By applying this method, CO₂ emissions decrease by more than 3%, and profit amounts up to 14.8% compared to a regular case under normal operating conditions. The sensitivity analysis of the CO₂ price and CO₂ constraints is also performed.

Keywords: multiobjective optimization; ϵ -constraint; off-gas; steel gases; cogeneration process

Citation: García, S.G.; Montequín, V.R.; Piloñeta, M.D.; Lougedo, S.T. Multi-Objective Optimization of Steel Off-Gas in Cogeneration Using the ϵ -Constraint Method: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study. *Energies* **2021**, *14*, 2741. <https://doi.org/10.3390/en14102741>

Academic Editor: Franz Winter

Received: 27 March 2021

Accepted: 10 May 2021

Published: 11 May 2021

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright: © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The iron and steel industry is one of the largest energy consumers and is, therefore, also responsible for approximately 25% of the direct greenhouse gas (GHG) emissions of the global industrial sectors [1]. 1.1 Gt and 2.6 Gt of indirect and indirect CO₂ emissions, respectively, are caused by this industry [2], representing almost 9% of the total energy and global CO₂ emissions [3]. The steelmaking industry's world crude steel production in the year 2019 reached 1869 million tons (Mt), the energy intensity 19.84 GJ, and the CO₂ emissions of 1.83 GJ for each ton of crude steel cast [4].

To drastically reduce total CO₂ emissions from steel production, the development of innovative technologies is essential. Currently, a large number of innovative technology projects are being carried out in the most varied parts of the world [5]: ULCOS program in EU [6]; SALCOS in Germany [7], COURSE 50 program in Japan [8], among others. Some projects are in the initial research phase, while others are in the pilot or demonstration phase [9]. Although their goals are similar, the approaches differ and can be classified as follows: Hydrogen as a reducing agent [10,11]; Carbon Capture and Storage [12]; Carbon Capture and Utilization [2]; and biomass as a reducing agent [13].

Without a doubt, the correct valorization of steel gases is a key issue to reduce dependence on fossil resources, minimize emissions, and increase the sustainability and competitiveness of companies. In this context, and in the face of growing market demands, reducing energy costs and CO₂ emissions in the steelmaking process has become increasingly important.

Furthermore, steel factories traditionally generate considerable volumes of off-gas that can be considered by-products [14]. During the integral steelmaking process, three types of gases are constantly and inevitably produced, and are characterized by their interesting energy content: coke oven gas (COG), blast furnace gas (BFG), and Linz-Donawitz converter gas (LDG) [15]. These gases can be captured and used to produce heat and electricity. They can be considered as an alternative to other fuels. For example, Caillat shows examples of the application of by-product gases from different parts of the steel production process (coke oven, blast furnace and Linz-Donawitz converter) in annealing lines with radiant tube burners [16].

Every 1 million cubic meters of LDG can be transformed into about 707 MWh of electricity; for COG, each million cubic meters can be converted into approximately 9912 MWh of thermal energy in the form of steam. This is an excellent use of a by-product industrial pollutant, as these gases would otherwise have to be burned in a torch before emitting them into the atmosphere, with a high environmental impact, bringing an increase in both cost and CO₂ emissions. Therefore, cogeneration may be the solution aimed at the search for efficient energy consumption and the reduction of polluting emissions. Accordingly, most integrated iron and steel corporations have developed a Steel Gases Cogeneration Process (SGCP) to provide up to 50–80% of the power demand [17].

However, neither the production nor consumption of these gases is stable, causing instability situations due to the imbalance between both parameters. Therefore, gasometers are essential to neutralize these oscillations. Obviously, the main objective is to find the best possible use of the steel gases and avoid their combustion in a torch without any type of energy recovery. Therefore, maintaining the stability of the gasometer is very important and has been the aim of many previous studies [18,19]. Decision-makers around the operation of SGCP systems must consider this and other factors, such as the variation in the price of electricity, fluctuations in gas production, steam demands, and the operating conditions of the plant. This turns the decision-making system into a very complex process, which, in the absence of a suitable tool, means that the decisions made may not be optimal.

The objective of the present work was to obtain the optimal gas distribution that simultaneously verifies the requirements from an environmental and economic point of view. To solve the problem, we applied the ϵ -constraint method, which is one of the most widely used a posteriori methods (it is also considered a generation method) for solving multiobjective optimization (MOO) problems [20]. The method optimizes one of the objectives functions using the other objective functions as constraints, incorporating them into the constraint part of the model. Through parametrical variation of the constrained objective functions, efficient solutions to the problem are achieved.

To validating the proposed approach, the possibilities of an efficient and reliable decision-making tool in the management of singular steel cogeneration plants are explored and evaluated. This work is a continuation of the research developed by Garcia et al. [21]. In that paper, a MILP model for the optimization of the management and use of steel waste gases in a SGCP and MILP was analyzed with the aim of maximizing profits. Here, the goal was to progress one step further by expanding to a multiobjective approach with two functions: minimizing CO₂ emissions and maximizing profits.

This paper is organized as follows: In Section 2, the state of art is detailed. The method is explained in Section 3. Section 4 shows a case study. In Section 5, the system is modeled, and the optimization algorithm is described, and in Section 6 the results are presented and discussed. Finally, in Section 7, conclusions are exposed.

2. State of the Art

In steel factories, the reduction of polluting emissions and energy consumption is essential, and, therefore, the management of Mono-Objective Optimization techniques can be beneficial to establish objectives within the parameters of the viability of the process, as described by Akimoto et al. [22]. Thus, there are many publications on the optimization and management of steel gases using Mono-Objective Optimization applications, especially from an economic point of view. For example, Wei et al. [23] presented an optimization model for the programming of an energy system in a steel plant. The objective function was developed through various operating parameters, such as energy price, gasometer penalty, and the expense caused by CO₂ emissions. Kim et al. [24] proposed an approach that simultaneously optimizes the byproduct gasometer levels and gas distribution among conflicting objectives. De Oliveira et al. [25] addressed the analysis of a mixed-integer linear programming model (MILP) to optimize the distribution of off-gases in order to maximize energy production. In most of the previous studies, only one performance criterion was considered, and the optimal solution calculated would be limited and incomplete for ensuring the global optimization of the analyzed processes.

Nevertheless, regarding MOO, few studies have been applied to the steel industry. Zhang et al. [26] developed a MOO based on the constraints of the production process and equipment conditions. Dettori et al. [27] applied neural networks with the aim of optimizing the reuse of waste gases, minimizing costs, and maximizing income. Liang et al. [28] focused on integrated scheduling of waste gases, steam, and electricity in multi-periods. Maddaloni et al. [29], with the aim of minimizing CO₂ emissions and optimizing the consumption of raw materials and energy at the same time, detailed Process Integration Methods that can be applied with good results in steel processes. Porzio et al. [30] described the use of a tool for the optimization of the gas network of a steel factory. Subsequently, the different operating scenarios were modeled within a MOO in order to minimize costs and CO₂ emissions simultaneously. Additionally, in the work of Porzio et al. [31], the MOO problem was first developed by linear programming and was solved using the ϵ -constraint method. As an alternative, an innovative evolutionary algorithm was exposed. For comparison and analysis, an evolutionary algorithm was exposed, and later the two approaches were discussed. Zhang et al. [32] analyzed the process of manufacturing iron in a blast furnace and, through the MOO application, a mathematical model was developed with energy consumption, costs, and CO₂ emissions taken as objectives. There are more MOO applications, such as that outlined by Zhao et al. [33], where the MOO was used to identify the penalty factors used in the model to obtain a reasonable optimization of by-product gases. Finally, Kong et al. [18] developed a model for optimization of by-product gas distribution to achieve total cost reduction.

Considering the current state of the art, this work contributes, with respect to previous studies, in the following aspects: a cogeneration plant with a unique configuration consisting of an engine and boiler is studied, as an alternative to the classic set-up of a boiler and turbine, as detailed by Zhao et al. [34]. The boiler feedwater is preheated with the water jacket from the engine, thus any restriction on LDG consumption has a significant impact on the plant's performance. Very short-term planning of only 2 or 3 h is carried out; this reflects the storage capacity of the gasometer, compared with most studies that have much longer time windows. This study could be extrapolated to other energy resources with the possibility of storage. For example, for the storage of water in the case of hydroelectric energy or in batteries for photovoltaic energy, the method could be the same. All of them seek to maximize the use of the energy stored in the form of water, chemicals or gases during the hours of the highest price in the electricity market and simultaneously trying to minimize the environmental impacts associated with their own activity.

3. Materials and Methods

MOO is an essential component of decision-making problems. These problems contain multiple evaluation criteria that are generally in conflict. It searches for options considering

the optimization of several objectives simultaneously and usually opposed. According to Marler et al. [35], a MOO is a process of optimizing, systematically, and simultaneously, a set of objective functions. In these cases, there is no single solution, thus it is mandatory to define a collection of points that correspond to the best solutions. The method of the present study was based on MOO. MOO techniques are mandatory when a conflict between competing targets and observing complex constraints must be solved [29]. These tools help plant managers choose the best compromise solution based on the requirements imposed by the process.

For MOO problems, the use of a series of determined methods is inevitable to obtain optimized results. Pareto optimality is the most commonly applied method for dealing with MOO problems [36]. A generic MOO can be defined as follows in Equation (1), where x , $f(x)$, and $h(x)$ refer to the problem solution, objective vector, and constraint vector, respectively.

$$\begin{aligned} \min f(x) &= f_1(x), f_2(x), \dots, f_K(x) \\ \text{subject to } h(x) &= h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x) \leq 0 \\ \text{where } x &= (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X \end{aligned} \quad (1)$$

For non-trivial multiobjective problems, there is no single optimal solution, thus the optimization process must determine the set of so-called Pareto optimal solutions (or the Pareto set), which also constitute and represent the Pareto front. Another important aspect is that all the solutions within the Pareto set are not dominated, and it can be described as follows [29]:

$$a > b \leftrightarrow f_i(a) \leq f_i(b) \forall i \wedge \exists j: f_j(a) < f_j(b) \quad (2)$$

There are 2 approaches for solving multiobjective models: The first is optimization of mathematical programming models, and the second group is approximation algorithms or heuristics to the Pareto set [36]. In the first, there are two approaches to generate multiobjective solution sets: scalarization methods and non-scalarization methods. Scalarization methods involve the formulation of a mono-objective model related to a multiobjective model by means of a scalar function [35] and include the Goal Programming method, Weighted Sum method, and ϵ -Constraint. Non-scalarization methods imply a brief treatment based on optimality or efficiency concepts.

Within the context of this study, the ϵ -constraint method was identified as a useful method. This method allows the adaptation of an existing mono-objective optimization in a simple way to a MOO, especially for the case of bi-objective studies. Proposed by Haimes in 1971 [37], it is within the group of scalarization methods that imply the formulation of a model to solve a multiobjective problem through a scalar function [38]. These methods incorporate parameters, which are the constraint limits that can be adjusted to reflect the preferences of the decision-maker. The ϵ -constraint method modifies one of the targets into a constraint limited by the coefficient ϵ . It consists of carrying out multiple iterations for different values of the limitation ϵ and thus originating a discrete set of solutions belonging to the Pareto front.

For bi-objective problem, Carvalho, Lozano, and Serra [39] described the mathematical criterion, as illustrated in Equation (3), where $f_1(x)$, $f_2(x)$, A , b , and \liminf , \limsup are the objective functions, the constraint vectors and the limits of the parameterized interval, respectively.

$$\begin{aligned} \min f_1(x) \\ \text{s.t. } f_2(x) &\leq \epsilon_j \mathbf{A} \times X \leq b \\ \epsilon_j &= \epsilon_1, \epsilon_2 \dots \epsilon_m \\ \liminf &< \epsilon_j < \limsup \end{aligned} \quad (3)$$

Daily data are needed to model and validate the process. Operational data were registered from the studied plant, as described in the next section. The dataset contained

the applicable information on the main inputs and outputs of the SGCP. These data were used for validating and verify the optimization results detailed in Section 7.

In this study, the pursuit objectives were to increase economic profitability and decrease CO₂ emissions. The system was first modeled with linear equations, where some simplifying assumptions were made. At the beginning, gases were characterized according to their calorific value (GJ), and CO₂ emissions were obtained through the multiplication of the flows of each gas by its factor emissions (t CO₂/Nm³). Natural gas was used when the steel gases were insufficient to satisfy the demand for thermal energy. Finally, the variation in temperature over the volume of gases was not considered.

In summary, the work was developed in 6 steps, as described in Figure 1. The first 2 steps were developed mainly in previous research [21,40], and, therefore, a short summary was given later to facilitate understanding of the present work. A greater level of detail was required for the description of the last 4 steps. The steps were as follows:

- First, the system was defined and structured. The different processes that make up the system were established and formulated mathematically.
- Second, taking into account the appropriate restrictions, the model was built, and the corresponding optimization tool was used.
- Third, a mono-objective model for maximizing profit was developed. In this study, the software CPLEX was used to solve the MILP problem.
- Fourth, the mono-objective problem was extended to a bi-objective problem (profit and CO₂) through the application of the ϵ -constraint method.
- Fifth, the model was tested and verified by means of the case study, and the results were evaluated and discussed.
- Sixth, a sensitivity analysis was presented, varying CO₂ price and comparing it with CO₂ constraint parameters and its impact on the profitability of the process.

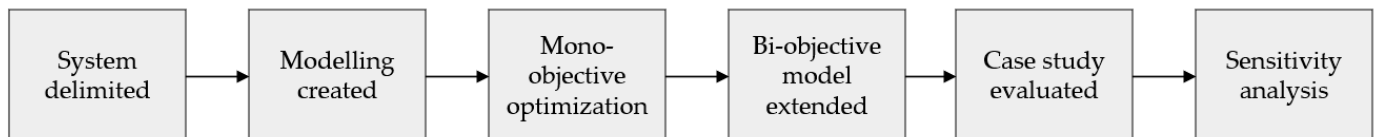


Figure 1. Description of the steps of the method.

The model was developed in CPLEX [41]. CPLEX is software for solving optimization problems developed by IBM. It is a prescriptive analytics solution that accelerates the development and deployment of decision optimization models using mathematical and constraint programming. It uses the algebraic modeling language called Optimization Programming Language (OPL). The case study was implemented on an Intel (R) Core (TM) i5-8365U CPU 1.90 GHZ with 16.00 GB RAM. The MILP problem contained 336 variables and 361 constraints.

4. Case Study

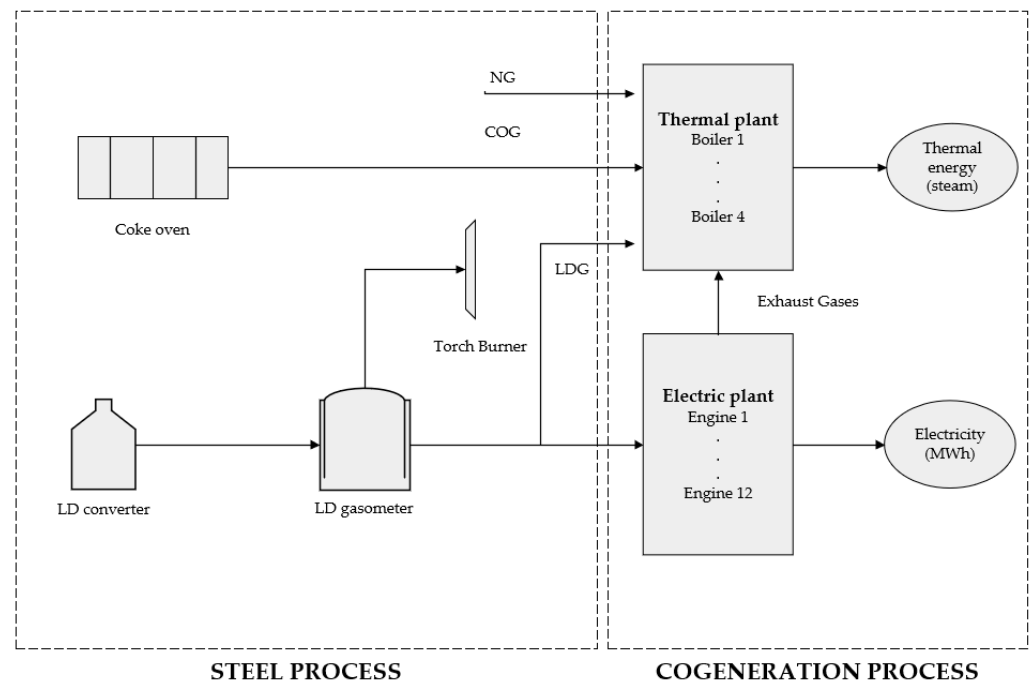
The studied plant was a cogeneration process that produced electricity and steam from the energetic valorization of steel gases. At present, it is the only steel factory with the complete process, which goes from the reception and treatment of raw materials to the obtaining of molten steel. The facility produces more than 5 million tons of steel annually. The steel factory consists of 8 coke battery with 30 ovens in each one, and an LD steelmaking process with 2 converters and an LDG gasometer.

In the studied site, the off-gases were valued and used in 12 engines to produce electricity, and in 3 steam generators to produce thermal energy. The engines have a nominal power of 1.7 MW and boilers of 27 MW. With regard to performance, the engines and boilers present efficiency of 35.5% and 92%, respectively. The engines consume LDG, while the boilers consume COG, LDG, and natural gas primarily when there is an unavailability of steel gases. The main characteristics of these gases are shown in Table 1.

Table 1. Heating values and factor emissions for steel gas cogeneration.

Gas	Heating Values (MJ/m ³)	Factor Emission (kg CO ₂ /GJ)
COG	16.9	42.32
LDG	8.8	185.47
NG	36.1	55.83

A diagram of the process and gas networks is shown in Figure 2.

**Figure 2.** Diagram of the steel and cogeneration processes and gas networks.

5. Problem Formulation

5.1. Objective Functions

There were two objectives to optimize simultaneously: maximize profits and minimize CO₂ emissions. Although CO₂ emissions are a cost that also impacts profits, they are analyzed as a different objective and, therefore, the treatment was independent for each of them. The time window analyzed [t] was 24 h. This choice has been established based on the billing periods of SGCP, starting from hour 0 to hour 23.

5.1.1. Emissions

The process emissions were calculated by multiplying the flow rates consumed by the emission factors corresponding to each of the gases and described in Table 1, according to Equation (4):

$$CO_2 = \sum_{t=0.23} (Q_{LDG}[t] * \mu_{LDG} + Q_{COG}[t] * \mu_{COG} + Q_{NG}[t] * \mu_{NG}) \quad (4)$$

where μ represents the emission factor of each type of gas described in Table 1, multiplied by their corresponding flow rates.

5.1.2. Profit

The profit of the plant is calculated from the following expression:

$$Profit = R - C_{FUELS} - C_{CO2} \quad (5)$$

Each of these partial targets was analyzed independently. Later they were all associated in a single global objective Equation (5) to maximize the profit of the process, where (R) is revenue from energy sales, consisting of:

- Reward obtained for electric power (R_{EE}): the electric production is multiplied by the market price of the electricity, $P_{POOL}[t]$. The price is determined by the day-ahead market that aims to carry out electrical energy transactions for the twenty-four hours of the following day.
- Reward obtained for thermal energy (R_{TE}): corresponds to the production of thermal energy multiplied by the price agreed between the cogeneration and the steel factory (P_{TE}).

$$R = \sum_{t=0.23} (R_{EE}[t] + R_{TE}[t]) = \sum_{t=0.23} (PR_{EE}[t] * P_{POOL}[t] + PR_{TE}[t] * P_{TE}). \quad (6)$$

The production of electrical energy (PR_{EE}) corresponds to the LDG destined for the generation of electricity and taking into account its calorific power and the performance of the engines. The production of thermal energy (PR_{TE}) corresponds to the production of steam multiplied by its heating value of the gases consumed and also considering the performance of steam generators.

C_{FUELS} is obtained by multiplying the flow rates of each of the gases by the established price in €/Nm³ (P_{LDG} , P_{COG} , and P_{NG}):

$$C_{FUELS} = \sum_{t=0.23} (Q_{LDG}[t] * P_{LDG} + Q_{COG}[t] * P_{COG} + Q_{NG}[t] * P_{NG}) \quad (7)$$

Q_{LDG} , Q_{COG} , and Q_{NG} are the flow rates consumed of each of the gases consumed by the plant.

Regarding C_{CO2} , it is obtained by multiplying the tons previously calculated in Equation (4) by the cost per ton of CO₂ emissions during the period considered (2014).

5.2. Constraints

The objectives of this study were to increase the benefits and reduce the cost of CO₂ emissions according to the following restrictions.

5.2.1. Gas Availability

The availability of natural gas and COG was continuous and constant, however, the LDG was produced intermittently and discontinuously depending on the manufacturing process in the steel mill where it is captured and transported to a gasometer, as depicted in Figure 2. Therefore, the first restriction refers to the fact that LDG consumption must not exceed the gasometer's amount available at any time:

$$\sum_{i=0.t} (Q_{LDG_{TE}}[i] + Q_{LDG_{EE}}[i]) \leq \sum_{j=0.t} F_{LDG}[j] + stock_{LDG} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (8)$$

$Q_{LDG_{ET}}$ and $Q_{LDG_{EE}}$ are the flow rates of LDG valued for the generation of thermal and electrical energy, F_{LDG} is the flow of LDG generated in the steel plant, and $stock_{LDG}$ represents the volume of excess stored by the gasometer.

5.2.2. Gasometer Constraints

The storage volume of the gasometer was limited by the maximum capacity ($V_{LDG_{MAX}}$) and the minimum capacity ($V_{LDG_{MIN}}$). Storage management is important to optimize the benefits of the plant. Equations (9) and (10) model these constraints:

$$stock_{LDG} + \sum_{i=0.t} (F_{LDG}[i] - Q_{LDG}[i]) \leq V_{LDG_{MAX}} \forall t \text{ in } [0.23] \quad (9)$$

$$stock_{LDG} + \sum_{i=0,t} (F_{LDG}[i] - Q_{LDG}[i]) \geq V_{LDG_MIN} \forall t \text{ in } [0,23] \quad (10)$$

5.2.3. Steam Demand Satisfaction Constraint

The SGCP has to supply the thermal requirements of the steel factory (D_{TE}) for each period, which are detailed in Equation (11):

$$PR_{TE}[t] \geq D_{TE}[t] \forall t \text{ in } [0,23] \quad (11)$$

5.2.4. Boiler Constraints

Boilers require a minimum flow of technical gas to start combustion. These flows are generally related to the calorific value of each gas and cannot be operated below these limits, as detailed in Equations (12)–(14):

$$Q_{LDG_TE}[t] \geq LDG_{\min_{boiler}} \parallel Q_{LDG_TE} == 0 \forall t \text{ in } [0,23] \quad (12)$$

$$Q_{COG}[t] \geq GOC_{\min_{boiler}} \parallel Q_{GOC} == 0 \forall t \text{ in } [0,23] \quad (13)$$

$$Q_{NG}[t] \geq NG_{\min_{boiler}} \parallel Q_{NG} == 0 \forall t \text{ in } [0,23] \quad (14)$$

As a singularity, Equation (12) assigns all LDG consumption for thermal use. Although in the present case study, the boilers were the same manufacturer and model. These expressions can be dimensioned and modulated according to the technical characteristics of each boiler.

Equivalently, the boilers cannot exceed the upper technical limit of the burner for each fuel. This is developed according to Equations (15)–(17):

$$Q_{LDG_TE}[t] \leq LDG_{\max_boiler} \forall t \text{ in } [0,23] \quad (15)$$

$$Q_{COG}[t] \leq GOC_{\max_boiler} \forall t \text{ in } [0,23] \quad (16)$$

$$Q_{NG}[t] \leq NG_{\max_boiler} \forall t \text{ in } [0,23] \quad (17)$$

5.2.5. Engine Constraints

The engines also have their technical consumption limitations, as shown in Equations (18) and (19):

$$Q_{LDG_EE}[t] \geq LDG_{\min_engine} \parallel Q_{LDG_EE} == 0 \forall t \text{ in } [0,23] \quad (18)$$

$$Q_{LDG_EE}[t] \leq LDG_{\max_engine} \forall t \text{ in } [0,23] \quad (19)$$

5.3. Scenario Description

The study considered a time window of 24 h with real and representative data obtained from the operation in the SGCP. The study considered the time scale of 1 h, due to it corresponding to the real unit of measurement used in the process. The data evaluated for the preparation of the work corresponded to normal operating cycles, without incidents or off-design conditions. This was carried out with the objective of evaluating the potential of optimization against the actual operating conditions of the plant.

Table 2 represents the average amounts of income from steam production and the cost of purchasing gas for the period studied. Penalty values for objective function are shown in Table 3. Regarding the price of CO₂ emissions, the market value of the emissions rights was established during the reference period, specifically the year 2014. Whose amount was around 5.96 €/t CO₂.

Table 2. Cost for gas and revenue for steam.

	Units	COG	LDG	NG
Cost for gas purchasing	(€/m ³)	0.0288	0	0.2574
Revenue for steam production	(€/t)	3.6	3.6	2.4

Table 3. Penalty value for the objective function.

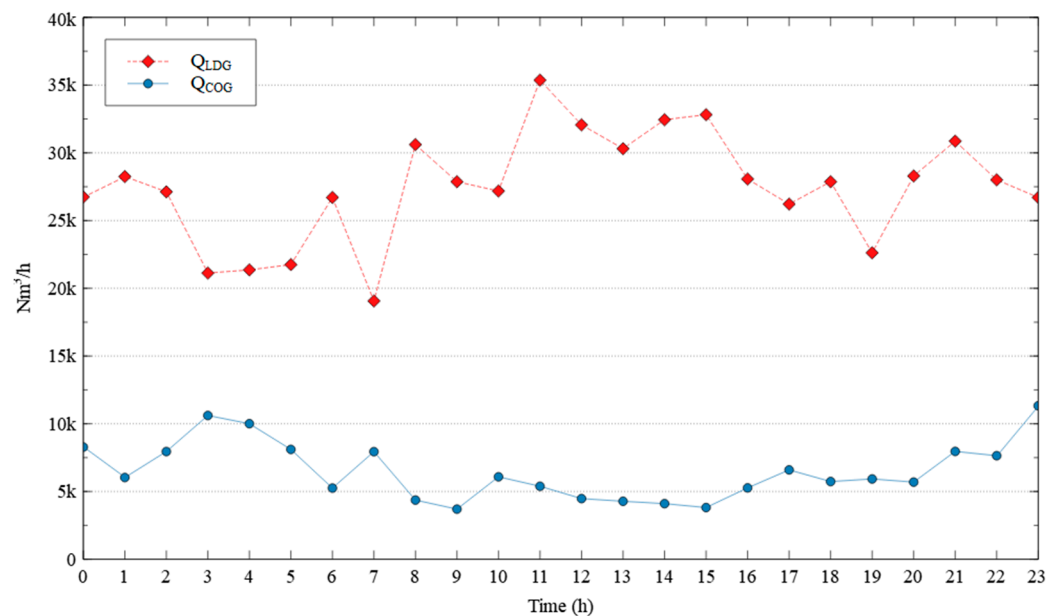
Penalty	Values (€)
Mg CO ₂ Emissions	5.96

Table 4 Exposes the values of the upper and lower restriction coefficients for each of the SGCP equipment. The i - j pairs indicate pipelines connecting the i -th producer with the j -th consumer.

Table 4. Constraints coefficients flowrates per consumer.

Fuel	i	Equipment	j	Constraints	
				B_{ij}	m_{ij}
COG	1	Boiler	3	5000	1200
		Plant	1	15,000	1200
LDG	2	Boiler	3	15,000	2000
		Engine	12	2000	1100
		Plant	1	45,000	2000
NG	3	Boiler	3	4000	400
		Plant	1	12,000	400
LDG GH	4	Gasometer	1	61,000	10,000

Figures 3–5 present the available steel gas flow rates, the steam demand for the steel process, and the electricity market price, respectively, during the analyzed period.

**Figure 3.** Availability of steel waste gases.

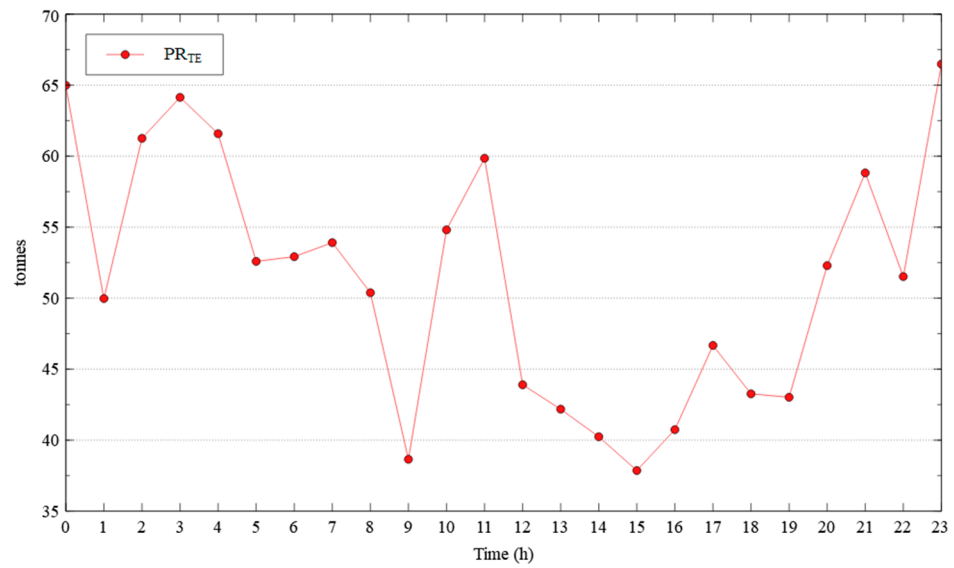


Figure 4. Process steam demand.

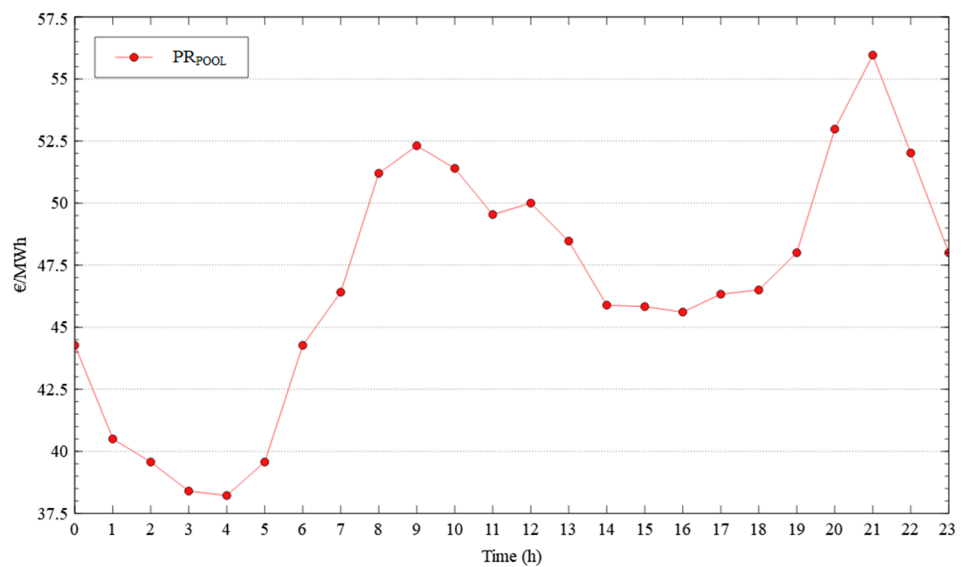


Figure 5. Electricity market price.

6. Results and Discussion

At first, the problem is modeled with CPLEX as a mono-objective optimization for the optimization (maximize) of the profit, as described in Step 3 of the method. Then, CO₂ emissions are turned into a variable that is varied through its valid range, stepping ϵ -times each iteration, as described in Step 4. In this case, CO₂ was studied in the range of 1000–1205 tons, with a step size of 5 tons. The Pareto front was subsequently built, as presented in Figure 6. Under these conditions, the ϵ -constraint algorithm presents a range for profit starting at 6734 € and reaching the maximum value at 15,020 €/day. As expected, the tons of CO₂ produced was a monotonic increasing sequence, but a remarkable point was found in the inflection of 1145 t.

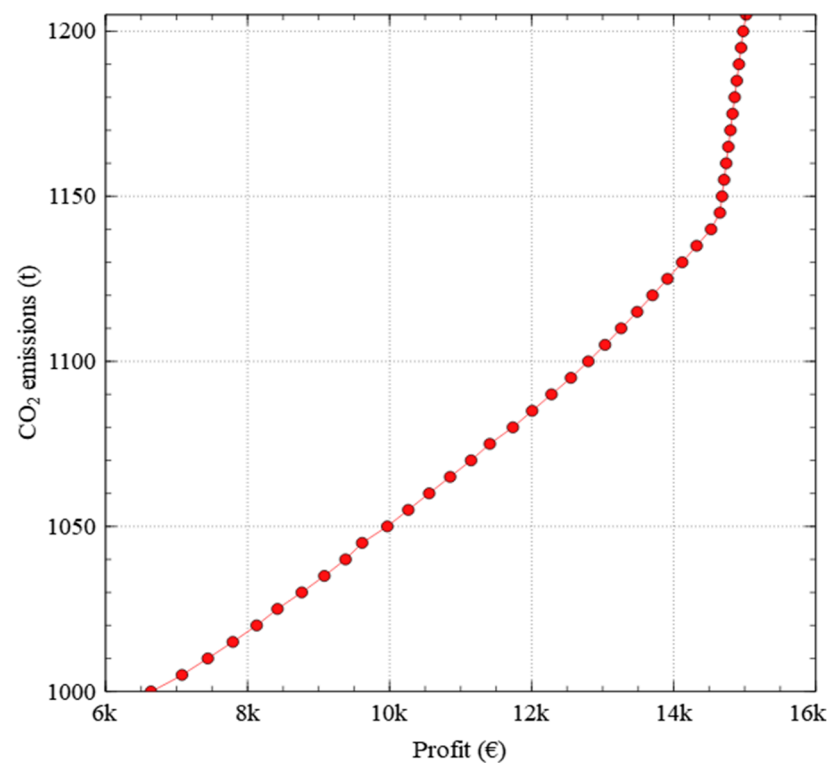


Figure 6. Pareto frontier solutions obtained with the ϵ -constraint method.

Figure 7 presents part of the different solutions obtained by applying the scalarization technique described above, in this case, stepping 50 t. For greater ease of visualization of the results, part of the solutions of the Pareto front has been represented for different values of CO₂ emissions from the industrial process. The benefits and distribution of steel gases are plotted. As can be seen, the hours of greatest benefit coincide with the peak hours of the electricity market, and, therefore, the LDG is used mainly to produce electricity. However, as the restriction of CO₂ emissions increases, the profits are much more continuous and stable during all hours, with an approximate value of 700 €/h. The consumption of COG increases and displaces the consumption of LDG to guarantee the supply of thermal energy. This also explains the behavior of the graph at the inflection point, caused by the increase in fuel costs due to the contribution of COG as the main fuel for the production of thermal energy and the consequent drastic decrease in profits.

Figures 8–10 present the distribution proposed for LDG_{TE}, LDG_{EE} y COG_{TE} during the analyzed period for each of the restrictions imposed on the value of CO₂ emissions. Figures 8 and 10 are practically complementary, when LDG_{TE} consumption increases, COG_{TE} decreases, and vice versa. Between both fuels, they must produce the steam required by the steel factory. In both illustrations, the relevant parameters are the calorific value and the emission factor of the COG with respect to the LDG, two times higher and four times lower, respectively. Referring to Figure 9, LDG_{EE} consumption is distributed to optimize sales. Therefore, the important factor is the hourly price of the electricity market.

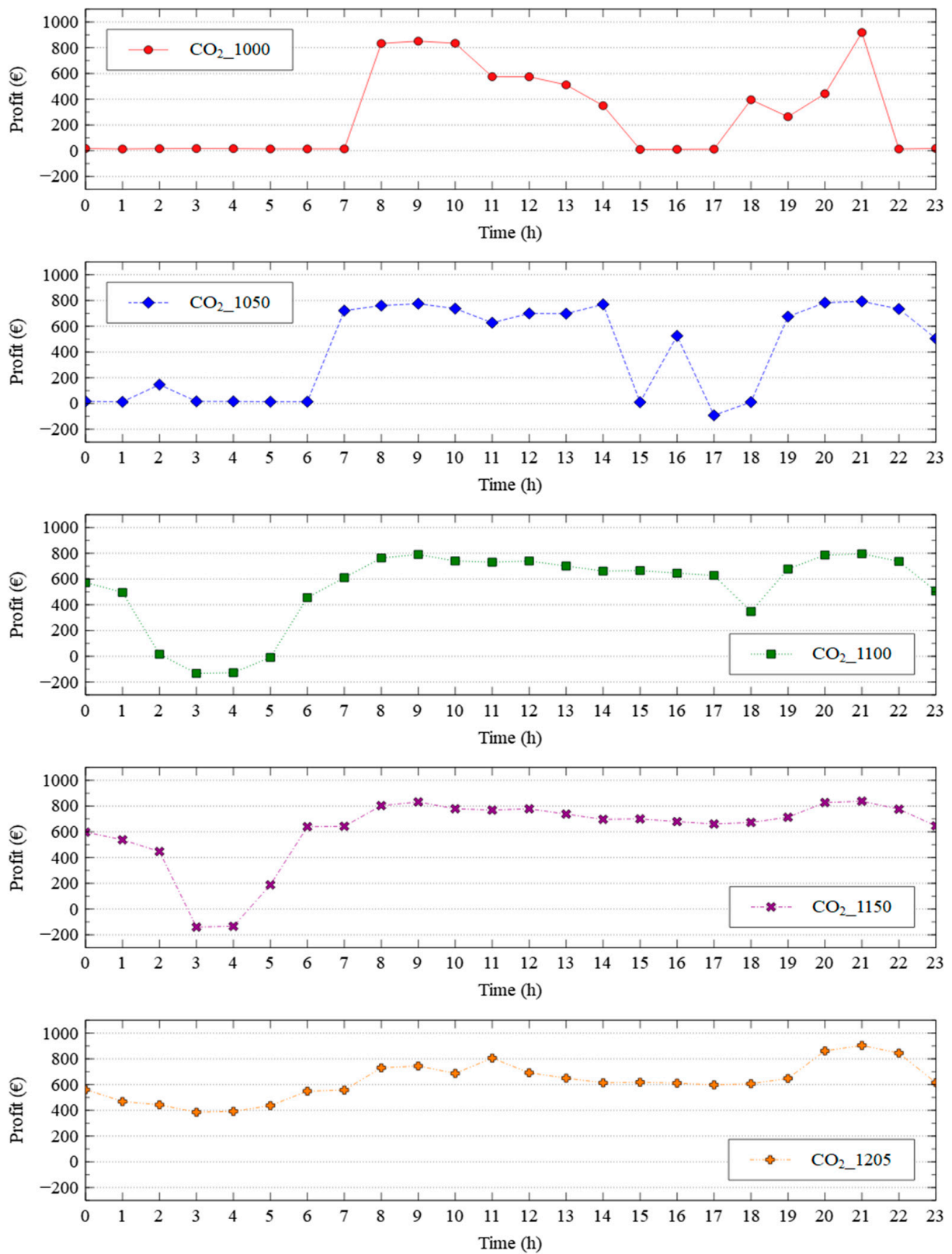


Figure 7. Profits and ϵ -constraint CO₂ emissions in the considered period.

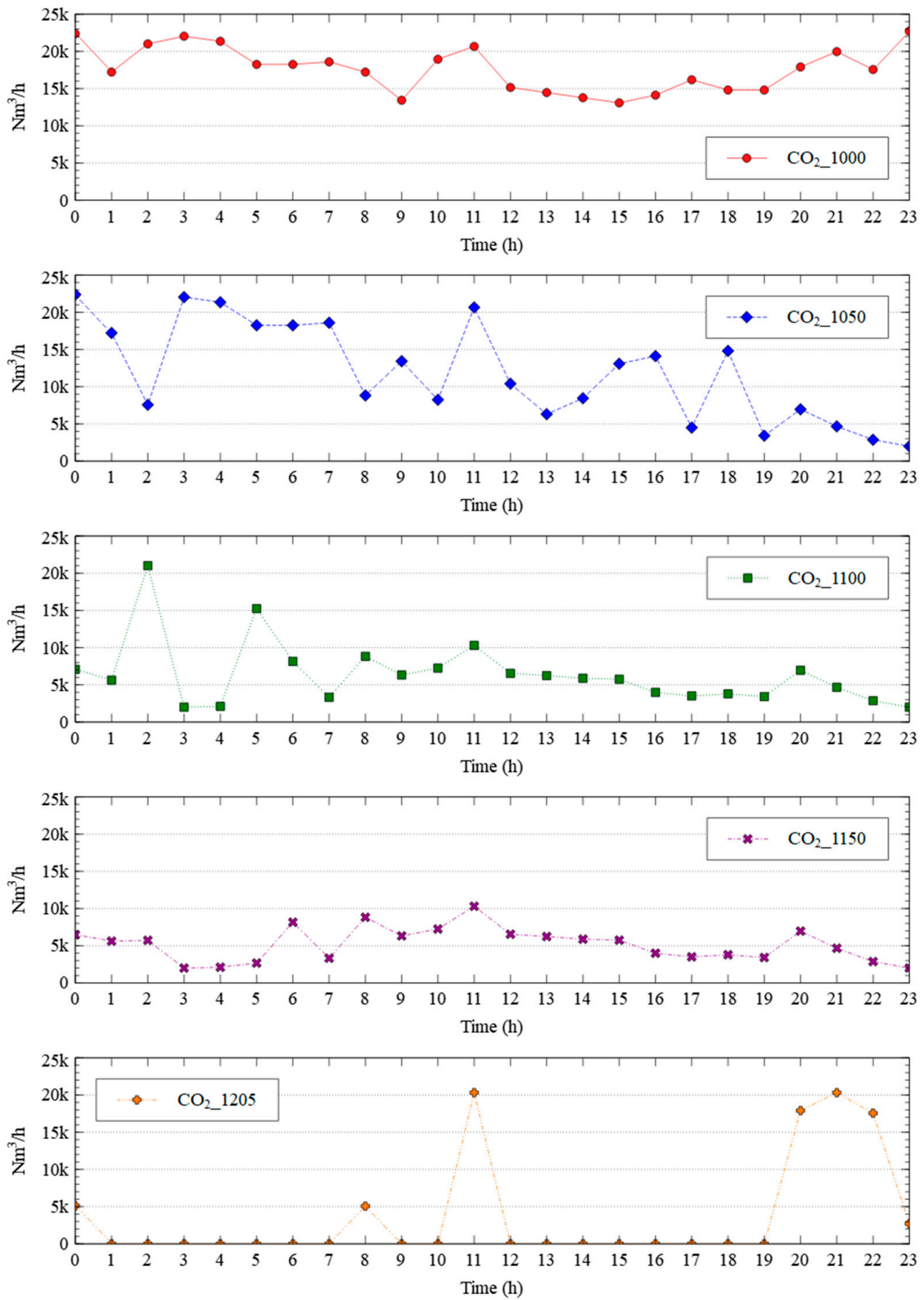


Figure 8. LDG thermal distribution and ϵ -constraint CO₂ emissions in the considered period.

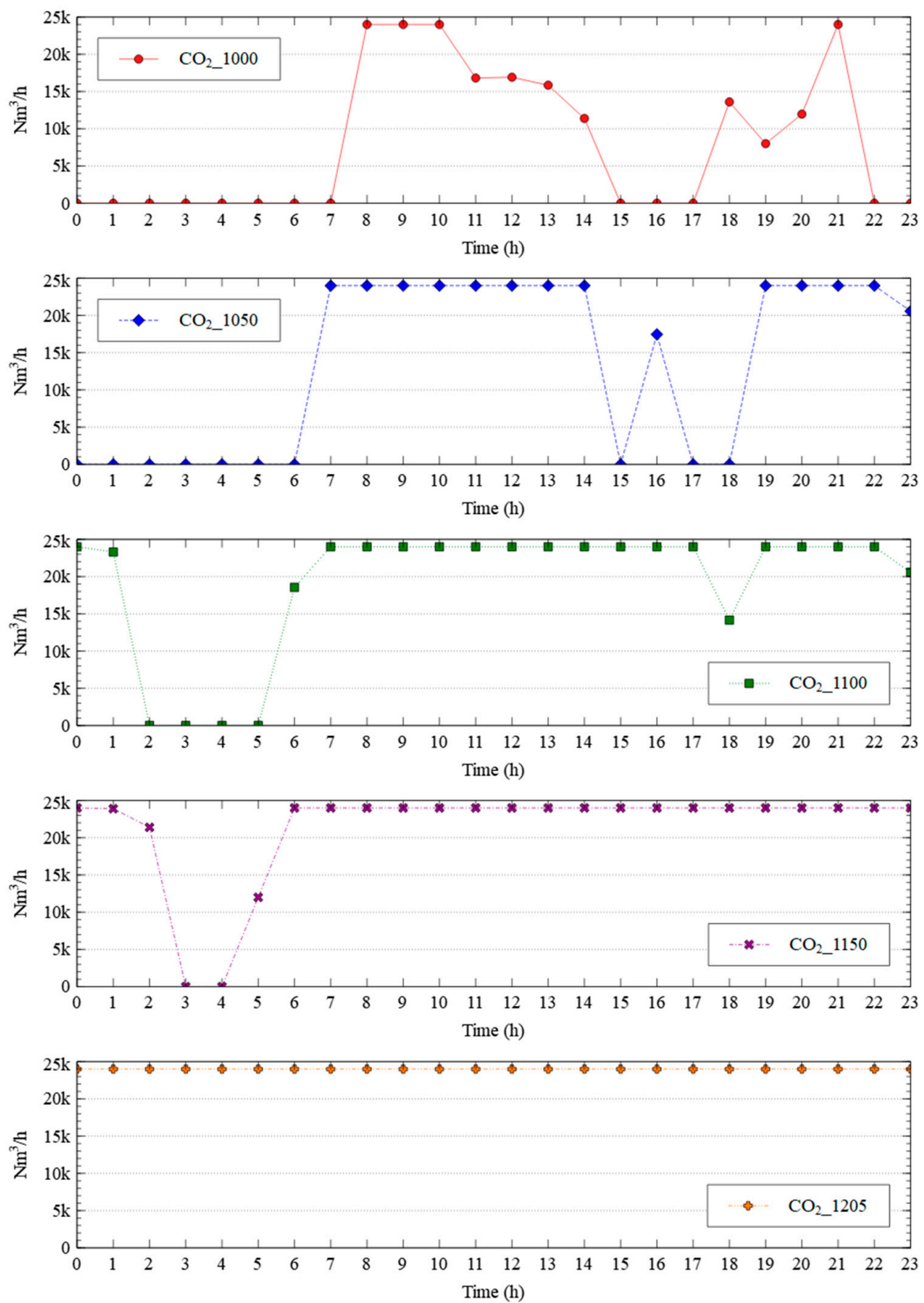


Figure 9. LDG electricity distribution and ϵ -constraint CO₂ emissions in the considered period.

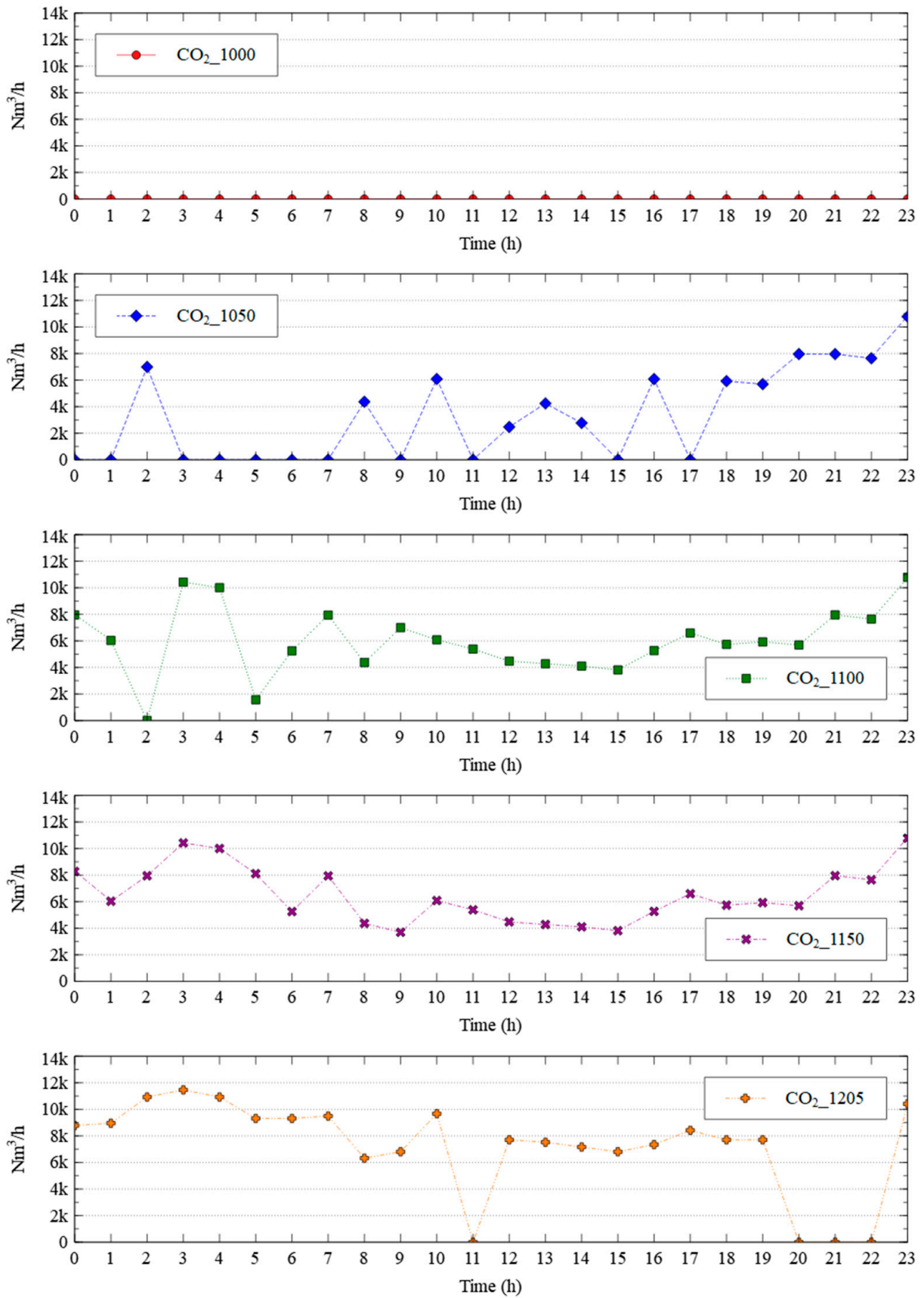


Figure 10. COG thermal distribution and ϵ -constraint CO₂ emissions in the considered period.

Figure 8 shows how in the limitations with a lower level of CO₂ emission, the consumption of LDG_{TE} increases. It translates into lower fuel costs but also lower revenues by prioritizing thermal energy production over electrical production.

Figure 9 details for limitations below 1050 t of CO₂, LDG_{EE} is used only during peak hours. On the contrary, in the other scenarios, they only restrict consumption in some valley hours, the rest of the hours keep consumption at maximum.

Figure 10 presents that as CO₂ emission levels increase, COG_{TE} consumption increases. Therefore, a greater amount of LDG is available for the production of electrical energy with the consequent maximization of sales. As COG_{TE} consumption increases, so do fuel costs. However, because COG_{TE} is less polluting than LDG_{TE}, the costs associated with emissions decrease.

The solution over the period analyzed brings about a considerable increase in terms of energy sales. The decisions proposed by the optimization model are compared against the fuel consumption derived from the plant managers' commands, hereinafter referred to as the base case. The consumption of each gas is depicted in Figure 11.

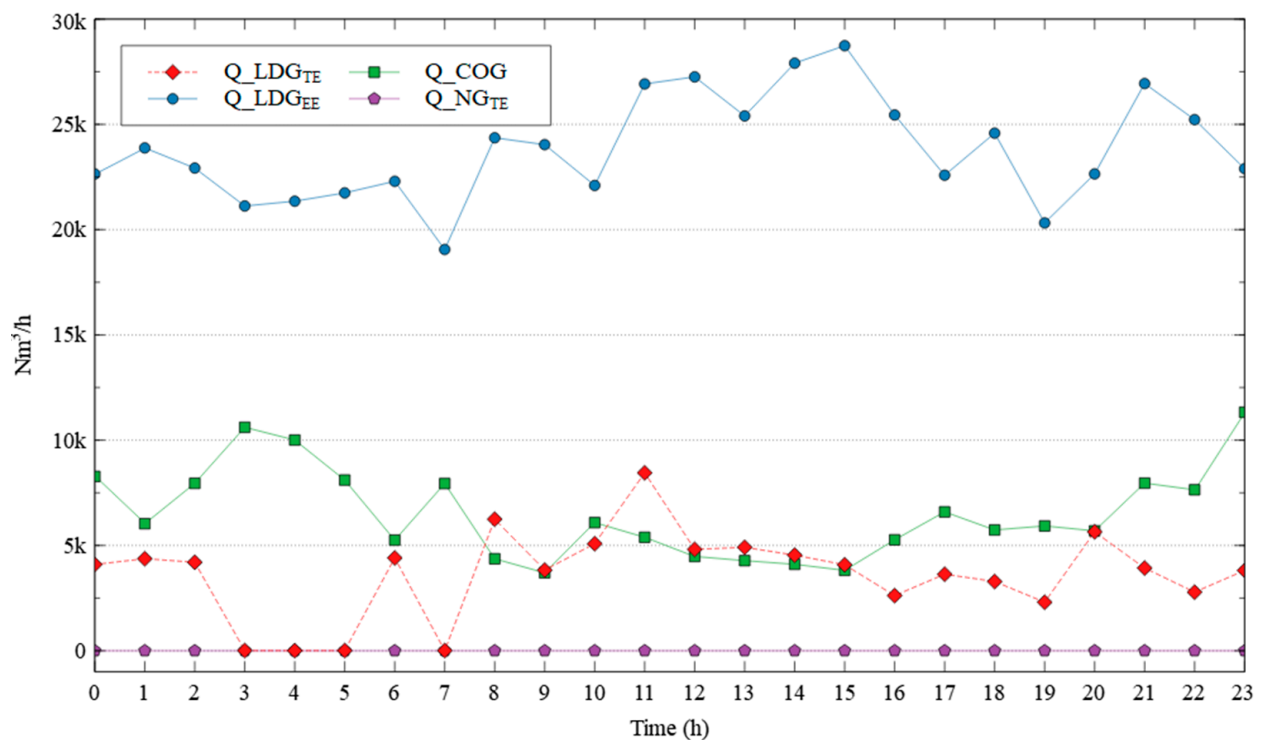


Figure 11. Distribution of gases in a base case.

Considering as reference the inflection point for the comparison, the proposed model emits 3% less CO₂ than the base case (Figure 12), mainly due to greater use of both gases, especially COG, to produce thermal energy, and thus the allocation of the largest amount of LDG to the production of electrical energy, as can be seen in Figures 12 and 13.

Regarding the profit side, the results obtained by the method are detailed in Figure 13. The ϵ -constraint optimization allows higher values to be reached (the difference is 14.86%) with respect to the base case. In this case, the proposed optimization shows an improvement in the performance of the plant operations. They were originated by a more efficient distribution of available gases.

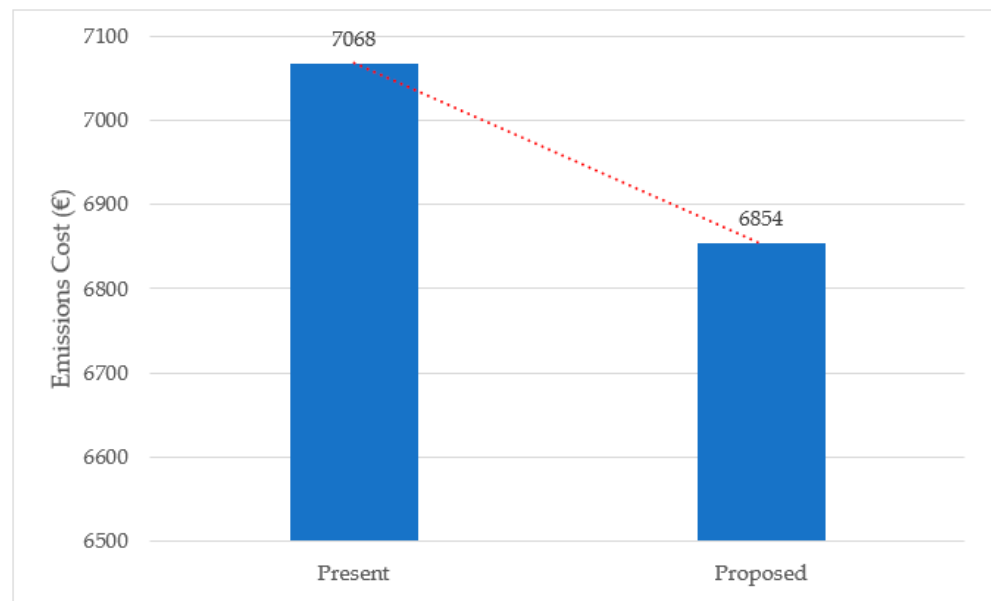


Figure 12. CO₂ emission decrease during the analyzed period case.

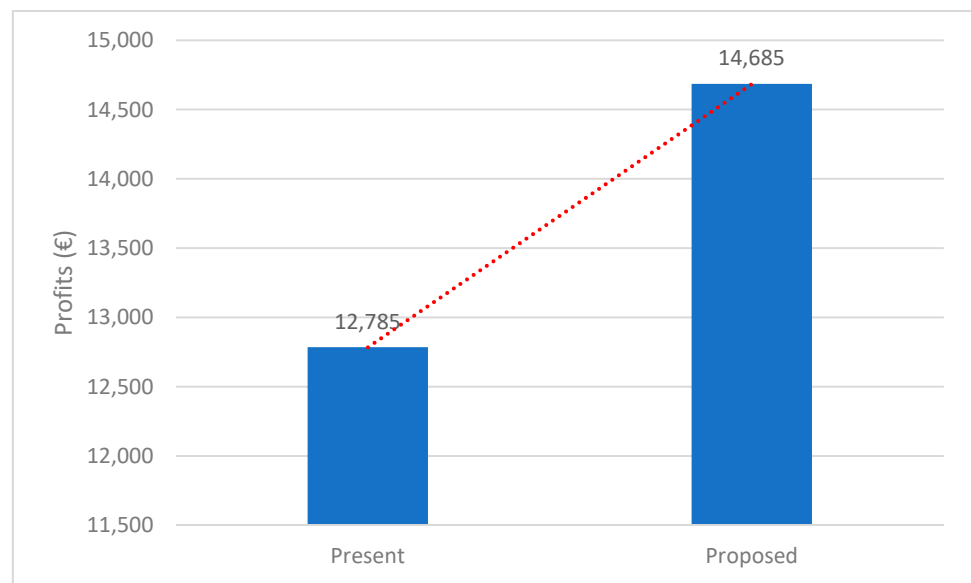


Figure 13. Profits increase during the analyzed period.

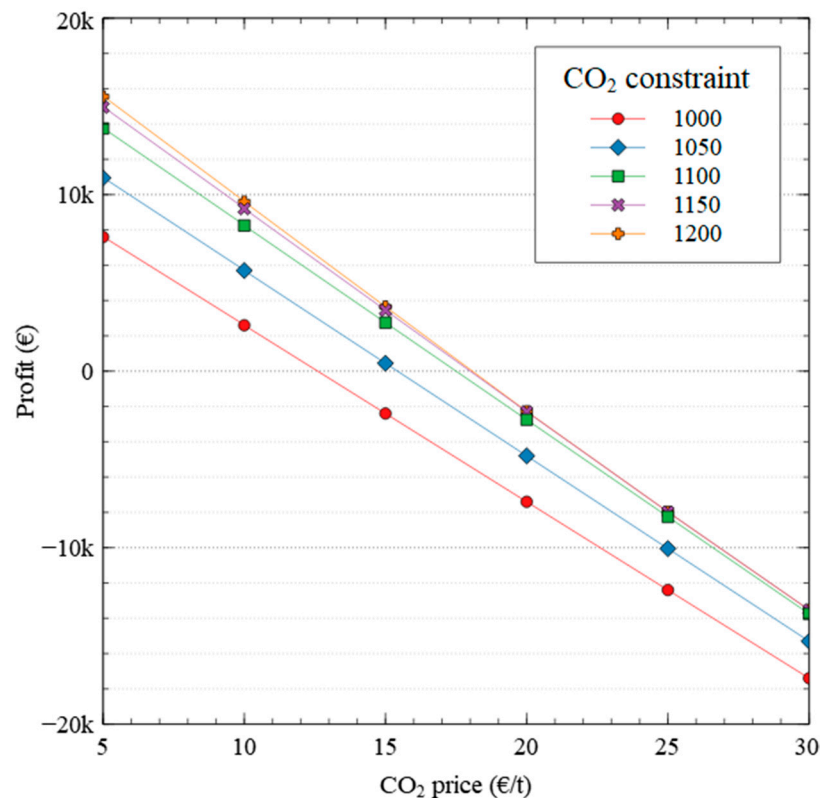
Sensitivity Analysis of the CO₂ Price and CO₂ Constraints

Within the challenge of companies to improve efficiency, competitiveness, and sustainability, the trade of CO₂ emissions is increasingly relevant. Market forecasts suggest that the price of CO₂ will continue to rise. In this context, it is especially important to perform a sensitivity analysis by increasing P_{CO_2} and comparing it with the ϵ -constraint CO₂ emission parameters used in the application of the MOO of the process. Its influence on profits as can be seen in Table 5.

Table 5. Sensitivity analysis of the CO₂ constraint and CO₂ prices.

Profit [€]	CO ₂ Constraint (t)	CO ₂ Price (€/t)					
		5	10	15	20	25	30
	1000	7597	2599	−2400	−7401	−12,400	−17,398
	1050	10,947	5697	447	−4802	−10,052	−15,302
	1100	13,749	8249	2749	−2750	−8250	−13,750
	1150	14,952	9202	3452	−2297	−7976	−13,529
	1200	15,555	9595	3650	−2280	−7976	−13,529

Figure 14 shows how profits change with different suppositions of CO₂ prices and CO₂ constraints; from 20 €/t, the SGCP is not economically viable. Likewise, for the three least restrictive coefficients of CO₂ emissions, the trend of each of the lines with CO₂ above 20 €/t practically overlaps. However, for the two most restrictive coefficients, the lines have parallel trajectories throughout the price range of CO₂.

**Figure 14.** Sensitivity analysis of the CO₂ constraint and CO₂ prices.

7. Conclusions

A new approach for the optimization of profit and CO₂ emissions of an SGCP based on the ϵ -constraint combined with a MILP optimization case was presented in this paper. The method was simpler to apply compared with other MOO methods such as evolutionary algorithms. The proposed method was useful and provides management of processes with important information for byproduct gas scheduling. The results are reliable and practical in the plant and can constitute an effective decision support tool for the process operator. Compared with the current operation of the plant, the proposed model may increase profit by up to 14.8% and reduce CO₂ emissions by up to 3%. The case study was based on a typical operation day from data captured on the site.

The model makes it possible to identify inflection points from which the level of emissions would increase disproportionately. In the case studied, an inflection point was found when the CO₂ emissions reach 1145 t. The identification of these points is key in the decision-making process.

A sensitivity analysis of the behavior of profits according to changes in the price of CO₂ and CO₂ constraints was also conducted. We can conclude from the sensitivity analysis that with CO₂ emission prices above 20 €/t, a plant would not be profitable and would have very limited viability, especially in the case of LDG, due to its low calorific value and its high emission factor.

Although the limitation of this study is that the results are particular to a specific case of operation, the results can be generalized because the case is representative.

The presented model also has good potential to be applied to other multi-fuel processes, such as the oil refinery process or biogas treatment plants. It would simply be necessary to adapt the properties of the new fuels to the model. One of the challenges of this work is the low storage capacity of the gasometer. The model makes it possible to make the most of the temporary store of gases, adapting to the hourly price of the electricity market. Therefore, it can be considered as a very useful tool for making decisions in the very short term, no more than 2 or 3 h.

As the penalties for CO₂ emissions are expected to increase continually, the proposed model will play a more and more important role in the power management of the grid in the future. The model can be applied not only to improve the management of an existing process but also simulations with virtual processes can be performed. It would also be useful to assess the feasibility of possible changes in the operating conditions of a process, which may be posed by future needs or for future extension of the plant model, including additional system components or constraints. As a result, further research is needed to apply this model to other plants to verify its validity and to find its limitations.

Author Contributions: Conceptualization, V.R.M.; formal analysis, S.G.G.; investigation, S.G.G.; methodology, V.R.M., M.D.P. and S.T.L.; software, M.D.P.; supervision, V.R.M.; validation, S.T.L.; writing—original draft, S.G.G.; writing—review and editing, V.R.M. and M.D.P. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Nomenclature

C_{FUELS}	Fuel costs (€)
C_{CO_2}	Emissions CO ₂ costs (€)
D_{TE}	Demanded thermic energy (t)
F_{LDG}	LDG flow (Nm ³ /h)
H_{LDG}	Heat value of LDG (kJ/Nm ³)
H_{COG}	Heat value of COG (kJ/Nm ³)
H_{NG}	Heat value of NG (kJ/Nm ³)
L_{LDG}	Gasometer level (Nm ³)
te_{ti}	Thermal energy boiler I at time t (t)
P_{POOL}	Electricity market price (€/MW)
P_{TE}	Thermal energy price (€/t)
P_{LDG}	LDG price (€/Nm ³)
P_{COG}	COG price (€/Nm ³)
P_{NG}	NG price (€/Nm ³)
P_{CO_2}	CO ₂ price (€/t)
PR_{EE}	Electric power production (MW)
PR_{TE}	Thermal energy production (t)
Q_{COG}	Allocated amount of COG (Nm ³ /h)
Q_{LDG}	Allocated amount of LDG (Nm ³ /h)
Q_{NG}	Allocated amount of NG (Nm ³ /h)

R	Revenue (€)
R _{EE}	Electric power revenue (€)
R _{TE}	Thermal energy revenue (€)
stock _{LDG}	Stocked LDG in the gasometer
μ _{LDG}	Emission factor LDG (t/Nm ³)
μ _{COG}	Emission factor COG (t/Nm ³)
μ _{NG}	Emission factor NG (t/Nm ³)
V _{LDG_MIN}	Min. LDG gasometer threshold (Nm ³)
V _{LDG_MAX}	Max. LDG gasometer threshold (Nm ³)
Subscript	
NG	Natural gas
LDG	Linz-Donawitz gas
COG	Coke oven gas
GEN	Generate
PLANT	Steel Cogeneration Plant
POOL	Daily electricity market
STEAM	Steam
EE	Electric energy
TE	Thermal energy

References

- Ren, L.; Zhou, S.; Peng, T.; Ou, X. A Review of CO₂ Emissions Reduction Technologies and Low-Carbon Development in the Iron and Steel Industry Focusing on China. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2021**, *143*, 110846. [CrossRef]
- De Ras, K.; Van de Vijver, R.; Galvita, V.V.; Marin, G.B.; Van Geem, K.M. Carbon Capture and Utilization in the Steel Industry: Challenges and Opportunities for Chemical Engineering. *Curr. Opin. Chem. Eng.* **2019**, *26*, 81–87. [CrossRef]
- Allwood, J.M.; Cullen, J.M.; Milford, R.L. *Options for Achieving a 50% Cut in Industrial Carbon Emissions by 2050*; ACS Publications: Washington, DC, USA, 2010; ISBN 0013-936X.
- World Steel Association World Steel in Figures. 2019. Available online: <https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:96d7a585-e6b2-4d63-b943-4cd9ab621a91/World%2520Steel%2520in%2520Figures%25202019.pdf> (accessed on 1 February 2021).
- Fu, J.; Tang, G.; Zhao, R.; Hwang, W. Carbon Reduction Programs and Key Technologies in Global Steel Industry. *J. Iron Steel Res. Int.* **2014**, *21*, 275–281. [CrossRef]
- European Commission. Ultra-Low CO₂ Steelmaking. | ULCOS Project | FP6 | CORDIS. | Available online: <https://cordis.europa.eu/project/id/515960> (accessed on 29 April 2021).
- SALCOS. Available online: <https://salcos.salzgitter-ag.com/en/index.html> (accessed on 29 April 2021).
- Course 50 Project | Challenge Zero. Available online: <https://www.challenge-zero.jp/en/casestudy/549> (accessed on 29 April 2021).
- Rootzén, J.; Johnsson, F. Exploring the Limits for CO₂ Emission Abatement in the EU Power and Industry Sectors—Awaiting a Breakthrough. *Energy Policy* **2013**, *59*, 443–458. [CrossRef]
- Otto, A.; Robinius, M.; Grube, T.; Schiebahn, S.; Praktiknjo, A.; Stolten, D. Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies* **2017**, *10*, 451. [CrossRef]
- Bhaskar, A.; Assadi, M.; Somehsaraei, H.N. Can Methane Pyrolysis Based Hydrogen Production Lead to the Decarbonisation of Iron and Steel Industry? *Energy Convers. Manag. X* **2021**, *10*, 100079. [CrossRef]
- Williams, R.; Jack, C.; Gamboa, D.; Shackley, S. Decarbonising Steel Production Using CO₂ Capture and Storage (CCS): Results of Focus Group Discussions in a Welsh Steel-Making Community. *Int. J. Greenh. Gas Control* **2021**, *104*. [CrossRef]
- Nwachukwu, C.M.; Wang, C.; Wetterlund, E. Exploring the Role of Forest Biomass in Abating Fossil CO₂ Emissions in the Iron and Steel Industry—The Case of Sweden. *Appl. Energy* **2021**, *288*, 116558. [CrossRef]
- Frey, A.; Goeke, V.; Voss, C. Steel Gases as Ancient and Modern Challenging Resource; Historical Review, Description of the Present, and a Daring Vision. *Chem. Ing. Tech.* **2018**, *90*, 1384–1391. [CrossRef]
- Zhao, J.; Sheng, C.; Wang, W.; Pedrycz, W.; Liu, Q. Data-Based Predictive Optimization for Byproduct Gas System in Steel Industry. *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.* **2017**, *14*, 1761–1770. [CrossRef]
- Caillat, S. Burners in the Steel Industry: Utilization of by-Product Combustion Gases in Reheating Furnaces and Annealing Lines. *Energy Procedia* **2017**, *120*, 20–27. [CrossRef]
- Liu, J.; Chai, S.; Chang, Y. Economic Benefit between Autonomous Power and Purchasing Power from State Grid in Iron and Steel Enterprises. *J. Northeast. Univ. Nat. Sci.* **2015**, *36*, 980.
- Kong, H.; Qi, E.; Li, H.; Li, G.; Zhang, X. An MILP Model for Optimization of Byproduct Gases in the Integrated Iron and Steel Plant. *Appl. Energy* **2010**, *87*, 2156–2163. [CrossRef]
- Zhang, Q.; Wei, T.I.; Cai, J.; Tao, D.U.; Wang, A. Multi-Period Optimal Distribution Model of Energy Medium and Its Application. *J. Iron Steel Res. Int.* **2011**, *18*, 37–41. [CrossRef]

20. Mavrotas, G. *Generation of Efficient Solutions in Multiobjective Mathematical Programming Problems Using GAMS. Effective Implementation of the ϵ -Constraint Method*; Lecturer, Laboratory of Industrial and Energy Economics, School of Chemical Engineering, National Technical University of Athens: Athens, Greece, 2007.
21. García García, S.; Rodríguez Montequín, V.; Morán Palacios, H.; Mones Bayo, A. A Mixed Integer Linear Programming Model for the Optimization of Steel Waste Gases in Cogeneration: A Combined Coke Oven and Converter Gas Case Study. *Energies* **2020**, *13*, 3781. [[CrossRef](#)]
22. Akimoto, K.; Sannomiya, N.; Nishikawa, Y.; Tsuda, T. An Optimal Gas Supply for a Power Plant Using a Mixed Integer Programming Model. *Automatica* **1991**, *27*, 513–518. [[CrossRef](#)]
23. Wei, Z.; Zhai, X.; Zhang, Q.; Yang, G.; Du, T.; Wei, J. A MINLP Model for Multi-Period Optimization Considering Couple of Gas-Steam-Electricity and Time of Use Electricity Price in Steel Plant. *Appl. Therm. Eng.* **2020**, *168*, 114834. [[CrossRef](#)]
24. Kim, J.H.; Yi, H.-S.; Han, C. A Novel MILP Model for Plantwide Multiperiod Optimization of Byproduct Gas Supply System in the Iron-and Steel-Making Process. *Chem. Eng. Res. Des.* **2003**, *81*, 1015–1025. [[CrossRef](#)]
25. de Oliveira Junior, V.B.; Pena, J.G.C.; Salles, J.L.F. An Improved Plant-Wide Multiperiod Optimization Model of a Byproduct Gas Supply System in the Iron and Steel-Making Process. *Appl. Energy* **2016**, *164*, 462–474. [[CrossRef](#)]
26. Zhang, Y.; Cao, W.; Qu, Q. Multi-Objective Optimization for Gas Distribution in Continuous Annealing Process. *J. Adv. Comput. Intell. Intell. Inform.* **2019**, *23*, 229–235. [[CrossRef](#)]
27. Dettori, S.; Matino, I.; Colla, V.; Weber, V.; Salame, S. Neural Network-Based Modeling Methodologies for Energy Transformation Equipment in Integrated Steelworks Processes. *Energy Procedia* **2019**, *158*, 4061–4066. [[CrossRef](#)]
28. Liang, Z.; Liang, X.; Yan, O.U. Energy Integrated Scheduling Based on Multi-Objective-Constrained Optimization Evolutionary Algorithm. *Comput. Integr. Manuf. Syst.* **2016**, *22*, 2668–2678.
29. Maddaloni, A.; Porzio, G.F.; Nastasi, G.; Colla, V.; Branca, T.A. Multi-Objective Optimization Applied to Retrofit Analysis: A Case Study for the Iron and Steel Industry. *Appl. Therm. Eng.* **2015**, *91*, 638–646. [[CrossRef](#)]
30. Porzio, G.F.; Colla, V.; Matarese, N.; Nastasi, G.; Branca, T.A.; Amato, A.; Fornai, B.; Vannucci, M.; Bergamasco, M. Process Integration in Energy and Carbon Intensive Industries: An Example of Exploitation of Optimization Techniques and Decision Support. *Appl. Therm. Eng.* **2014**, *70*, 1148–1155. [[CrossRef](#)]
31. Porzio, G.F.; Nastasi, G.; Colla, V.; Vannucci, M.; Branca, T.A. Comparison of Multi-Objective Optimization Techniques Applied to off-Gas Management within an Integrated Steelwork. *Appl. Energy* **2014**, *136*, 1085–1097. [[CrossRef](#)]
32. Zhang, Q.; Yao, T.; Cai, J.; Shen, F. On the Multi-Objective Optimal Model of Blast Furnace Iron-Making Process and Its Application. *J. Northeastern. (Nature Sci.) Univ. Nat. Sci.* **2011**, *32*, 270–273.
33. Zhao, X.; Bai, H.; Lu, X.; Shi, Q.; Han, J. A MILP Model Concerning the Optimisation of Penalty Factors for the Short-Term Distribution of Byproduct Gases Produced in the Iron and Steel Making Process. *Appl. Energy* **2015**, *148*, 142–158. [[CrossRef](#)]
34. Zhao, X.; Bai, H.; Shi, Q.; Lu, X.; Zhang, Z. Optimal Scheduling of a Byproduct Gas System in a Steel Plant Considering Time-of-Use Electricity Pricing. *Appl. Energy* **2017**, *195*, 100–113. [[CrossRef](#)]
35. Marler, R.T.; Arora, J.S. Survey of Multi-Objective Optimization Methods for Engineering. *Struct. Multidiscip. Optim.* **2004**, *26*, 369–395. [[CrossRef](#)]
36. Figueira, J.; Greco, S.; Ehrgott, M. *Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*; Springer: New York, NY, USA, 2005; Volume 78, pp. 859–890.
37. Haimes, Y.Y.; Wismer, D.A. Integrated System Modeling and Optimization via Quasilinearization. *J. Optim. Theory Appl.* **1971**, *8*, 100–109. [[CrossRef](#)]
38. Ehrgott, M.; Ruzika, S. Improved ϵ -Constraint Method for Multiobjective Programming. *J. Optim. Theory Appl.* **2008**, *138*, 375. [[CrossRef](#)]
39. Carvalho, M.; Lozano, M.A.; Serra, L.M. Multicriteria Synthesis of Trigeneration Systems Considering Economic and Environmental Aspects. *Appl. Energy* **2012**, *91*, 245–254. [[CrossRef](#)]
40. García, S.G.; Montequín, V.R.; Fernández, R.L.; Fernández, F.O. Evaluation of the Synergies in Cogeneration with Steel Waste Gases Based on Life Cycle Assessment: A Combined Coke Oven and Steelmaking Gas Case Study. *J. Clean. Prod.* **2019**, *217*, 576–583. [[CrossRef](#)]
41. IBM Corp. IBM ILOG CPLEX Optimization Studio. CPLEX Users Manual. Available online: https://www.ibm.com/docs/en/SSSA5P_12.7.1/ilog.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf (accessed on 1 February 2021).

Apéndice B

Código fuente del modelo de optimización

CPLEX OPL model

```
/******  
* Data section  
* Data from this section is loaded from a complementary data file  
*****/  
//Time window 0..23  
{int} Hours_Pool = ...;  
  
//Electricity market price  
float P_Pool[Hours_Pool] = ...;  
  
//Thermal energy price  
float P_TE = ...;  
  
//Cost of CO2 emissions  
float P_CO2 = ...;  
  
//LDG initial stock in the gasholder  
float stock_LDG = ...;  
  
//Min LDG gasholder threshold  
float V_LDG_MIN = ...;  
  
//Max LDG gasholder threshold  
float V_LDG_MAX = ...;  
  
//Range for the hours of study  
range HOURS = 0..23;  
  
//Heat value of LDG for thermal production  
float H_LDG_Ter = ...;  
  
//Heat value of LDG for electric production  
float H_LDG_Elec = ...;  
  
//Heat value of LDG for thermal production  
float H_NG_Ter = ...;  
  
//Heat value of COG for thermal production  
float H_COG_Ter = ...;  
  
//LDG unitary cost  
float P_LDG = ...;  
  
//COG unitary cost  
float P_COG = ...;  
  
//NG unitary cost  
float P_NG = ...;
```

```

//Emission factor LDG
float mu_LDG = ...;

//Emission factor COG
float mu_COG = ...;

//Emission factor NG
float mu_NG = ...;

//Estimated flow of LDG
float F_LDG[HOURS] = ...;

//Minimum flow of LDG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work
float LDG_min_Boiler = ...;

//Maximum flow of LDG accepted by the boilers per hour
float LDG_max_Boiler = ...;

//Minimum flow of COG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work
float COG_min_Boiler = ...;

//Maximum flow of COG accepted by the boilers per hour
float COG_max_Boiler = ...;

//Minimum flow of NG for the boilers. Bellow this flow, the boilers don't work
float NG_min_Boiler = ...;

//Maximum flow of NG accepted by the boilers per hour
float NG_max_Boiler = ...;

//Demanded thermic energy
float D_TE[Hours_Pool] = ...;

//Minimum flow of LDG for the engines.
float LDG_min_Eng = ...;

//Max flow LDG that can be consumed by the engines
float LDG_max_Eng = ...;

/*****
* Decision variables section
*****/

dvar float+ PR_EE[Hours_Pool];
dvar float+ PR_TE[Hours_Pool];
dvar float+ Q_LDG_EE[Hours_Pool];
dvar float+ Q_LDG_TE[Hours_Pool];
dvar float+ Q_COG_TE[Hours_Pool];
dvar float+ Q_NG_TE[Hours_Pool];

```

```

dexpr float R_EE=sum( h in Hours_Pool) PR_EE[h]*P_Pool[h];
dexpr float R_TE=sum(h in Hours_Pool) PR_TE[h]*P_TE;
dexpr float Q_LDG[h in Hours_Pool]=Q_LDG_EE[h]+Q_LDG_TE[h];
dexpr float C_LDG=sum(h in Hours_Pool) Q_LDG[h]*P_LDG;
dexpr float C_COG=sum(h in Hours_Pool) Q_COG_TE[h]*P_COG;
dexpr float C_NG=sum(h in Hours_Pool) Q_NG_TE[h]*P_NG;
dexpr float C_CO2_LDG=sum(h in Hours_Pool) Q_LDG[h]*mu_LDG*P_CO2;
dexpr float C_CO2_COG=sum(h in Hours_Pool) Q_COG_TE[h]*mu_COG*P_CO2;
dexpr float C_CO2_NG=sum(h in Hours_Pool) Q_NG_TE[h]*mu_NG*P_CO2;

//Overall objective
dexpr float Profit=R_EE+R_TE-C_LDG-C_COG-C_NG-C_CO2_LDG-C_CO2_COG-C_CO2_NG;

// We use theses to calculate the CO2 emissions that are produced

dexpr float EmisionesCO2_GLD=sum(h in HorasPool) ConsumoGLD_Total[h]*mu_GLD;
dexpr float EmisionesCO2_GCK=sum(h in HorasPool) ConsumoGCK_Ter[h]*mu_GCK;
dexpr float EmisionesCO2_GN=sum(h in HorasPool) ConsumoGN_Ter[h]*mu_GN;

//Objective
maximize
Profit;

/*****
* Constraints section
*****/

subject to {
//These first ones are to calculate the electrical and thermal production as a multiplication of
consumption
//by the energy power for the production of electricity and thermal energy.
    max_per_hour_electricity:
    forall (h in Hours_Pool)
        PR_EE[h]==Q_LDG_EE[h]*H_LDG_Elec;

    max_per_hour_thermic:
    forall (h in Hours_Pool)

PR_TE[h]==Q_LDG_TE[h]*H_LDG_Ter+Q_COG_TE[h]*H_COG_Ter+Q_NG_TE[h]*H_NG_Ter;

//That the boilers do not work below their technical limit, they need to burn a minimum flow of
fuel gas to be started.
    constraint_min_threshold_LDG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_LDG_TE[h]>=LDG_min_Boiler || Q_LDG_TE[h]==0;

    constraint_min_threshold_COG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)
        Q_COG_TE[h]>=COG_min_Boiler || Q_COG_TE[h]==0;

    constraint_min_threshold_NG_boilers:
    forall (h in Hours_Pool)

```

```

Q_NG_TE[h]>=NG_min_Boiler || Q_NG_TE[h]==0;

//Likewise, boilers cannot burn more than the upper technical limit of fuel gas per hour.
constraint_max_threshold_LDG_boilers:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_LDG_TE[h]<=LDG_max_Boiler;

constraint_max_threshold_COG_boilers:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_COG_TE[h]<=COG_max_Boiler;

constraint_max_threshold_NG_boilers:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_NG_TE[h]<=NG_max_Boiler;

//That the engines do not run below their technical limit, they need to burn a minimum flow of
gas to be started
constraint_min_threshold_LDG_engines:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_LDG_EE[h]>=LDG_min_Eng || Q_LDG_EE[h]==0;

//Likewise, engines cannot burn more than the upper technical limit of gas per hour
constraint_max_threshold_LDG_engines:
forall (h in Hours_Pool)
    Q_LDG_EE[h]<=LDG_max_Eng;

//Ensure that we produce the amount of thermal energy (tons of steam) required by the
customer every hour
thermic_energie_required_per_hour:
forall(h in Hours_Pool)
    PR_TE[h]==D_TE[h];

//Do not consume more than the total available flow per hour for electricity or heat
available_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    sum (i in 0 ..h) (Q_LDG_TE[i]+Q_LDG_EE[i])<= sum (j in 0..h) F_LDG[j]+stock_LDG;

//Maintain the minimum volume on the LDG gasholder
level_min_gasholder_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    stock_LDG + sum (i in 0..h) (F_LDG[i]-Q_LDG[i])>=V_LDG_MIN;

//Do not exceed the maximum capacity of the LDG gasholder
level_max_gasholder_LDG:
forall (h in Hours_Pool)
    stock_LDG+sum(i in 0..h) (F_LDG[i]-Q_LDG[i])<=V_LDG_MAX;
}
This condition is to solve the multiobjective problem with the e-constrain method
// A maximum limit of CO2 emissions is being set to be able to build the pareto front

max_CO2_emitido:

```

```
EmisionesCO2_GCK+EmisionesCO2_GLD+EmisionesCO2_GN <=limit CO2;
```

I calculate the total CO2 emissions when burning fuels

```
// for (var h in HorasPool) {  
//  
    Emisiones_Totales_CO2=Emisiones_Totales_CO2+EmisionesCO2_GLD[h]+EmisionesCO2_GCK[h]+EmisionesCO2_GN[h];  
// }
```

```
Emisiones_Totales_CO2=EmisionesCO2_GLD+EmisionesCO2_GCK+EmisionesCO2_GN;  
writeln("Las emisiones totales de CO2 son ",Emisiones_Totales_CO2," con un beneficio de ",beneficioTotal," €");
```