

Contributions for Latin America of the EU ETS Phase 4

V. Valencia, C. Franco, and L. Cardenas

Abstract—The urgency in mitigating climate change has led to the establishment of agreements, including the Paris agreement (phase IV) whose implementation will be from 2020 and which hopes to reduce greenhouse gas emissions by at least 40% by 2030 compared to 1990. The heart of EU climate policy is the EU's emissions trading system (EU ETS). One of the leading sectors in the emission of CO₂, especially in Europe, is the electricity sector. The objective of this paper is to model the operation of the EU ETS under the Paris Agreement and its implications on the short-term market of the electricity sector in Germany. Among the results is a significant reduction in CO₂ emissions, mainly caused by changes in the installed capacity of the technologies in the market. The generation of electricity by renewable sources and, consequently, the emissions of the sector, depend on installed capacity of renewable energies and the disinvestment in coal technology. It is also found that under the conditions of phase IV for EU ETS there will still be oversupply of permits, therefore, the secondary market does not operate.

Index Terms—Electricity Market, European Emission Allowances, European Union Emissions Trading System.

I. INTRODUCCIÓN

LOS efectos del cambio climático cada vez son más evidentes y las acciones frente a esta problemática son cada vez más urgentes. “El cambio climático es el mayor desafío de nuestro tiempo y nos encontramos en un momento decisivo” [1].

Este fenómeno se produce básicamente por la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, mientras la proporción de gases de invernadero aumenta para la atmósfera terrestre, mayor será la temperatura global del planeta [2]. Estos gases son producidos por procesos de varios sectores económicos en diferente medida: transporte, industria, energía, agricultura y otros con menor participación [3].

Uno de los sectores protagonistas en la emisión de CO₂, especialmente en Europa, es el sector energético. La generación de electricidad y calor son responsables de aproximadamente el 41% de las emisiones totales en Europa, seguidas por transporte (24%), construcción (15%), industria (13%) y otros (7%) [4]. Ante la necesidad de la estabilización de la concentración de GEI respetando los límites de la Tierra y dado que el tiempo se está acabando antes de llegar a un punto de no retorno, se han

planteado soluciones conjuntas y de alcance global a partir de acuerdos climáticos [5].

En el ámbito internacional han resultado acuerdos históricos como el Protocolo de Kioto (2008-2020) y el acuerdo de París cuya aplicación será a partir de 2020 [3]. Los acuerdos en cuestión proponen la reducción de emisiones de GEI a través de objetivos vinculantes, el propósito del último acuerdo es que las emisiones se reduzcan para 2030 un 40% con respecto a los niveles de 1990, y sigan disminuyendo hasta alcanzar el "cero neto" aproximadamente en 2050 [1]. Para ello, uno de los principales mecanismos de acción es el comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (EU ETS, por sus siglas en inglés, European Union Emissions Trading System), donde el carbono tiene un precio (por tonelada de CO₂) y se restringe el “derecho” de emitir mediante permisos de emisión cuyas cantidades son limitadas y su volumen se reduce periódicamente [3].

Los objetivos vinculantes y características del EU ETS se definieron agrupándolos en fases relativas a periodos de tiempo, la fase I corresponde al período comprendido entre 2005 y 2007; la fase II abarcó los años 2008 al 2012; la fase III comprende los años 2013 al 2020; y la fase IV pertenece al Acuerdo de París, es decir, desde el año 2021 al 2030.

Los permisos de emisión utilizados en este esquema se denominan EUA (por sus siglas en inglés: European Emission Allowances) y proveen un incentivo financiero para que las empresas inviertan en medidas de reducción de emisiones y se ahorren costos adicionales por carbono, o que puedan obtener ingresos a través del comercio de los derechos de emisión no utilizados, que pueden ser vendidos a empresas que los necesiten [3]. Asimismo, aquellas que emitan más allá de los derechos adquiridos para cierto periodo, deben pagar una penalidad o multa, en el caso del sector eléctrico, dicha multa eleva los costos de generación y tiene consecuencias en el precio de la electricidad [6].

Cada EUA otorga al titular el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono (CO₂) o la cantidad equivalente de óxido nitroso (N₂O) y los perfluorocarbonos (PFC) [7]. La utilidad del mercado de emisiones como medida ante el cambio climático radica en una reducción gradual del total de derechos de emisión en circulación.

El mercado de emisiones europeo ha sido estudiado a partir de diferentes metodologías y para cada una de sus fases. Las fases I y II han sido bastante estudiadas principalmente en el análisis del método de operación del EU ETS, la postulación de propuestas para la mejora en los métodos de asignación y el análisis de su impacto en los primeros años de marcha en algunos sectores de alto consumo energético [8]–[11].

V. Valencia, es estudiante de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, A. Cra. 65 #59a-110, Colombia (e-mail: vvalenciah@unal.edu.co).

C. J. Franco, Es profesor de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, Cra. 65 #59a-110, Colombia (e-mail: cjfranco@unal.edu.co).

L. M. Cardenas, es profesora de la Universidad de Antioquia, Calle 70 #52-21, Colombia (e-mail: lauram.cardenas@udea.edu.co).

Desde una mirada más sistémica, Cárdenas [12] modela la fase II del EU ETS con dinámica de sistemas y Castañeda et.al analiza el mercado británico de manera genérica junto con la aplicación de otros incentivos para la disminución de emisiones [13], y desde otras metodologías los estudios de [14]–[18] analizan la relación entre los precios de los EUA, los precios de la electricidad y el costo de los combustibles; por otro lado, los trabajos de [19]–[21] analizan la influencia del escenario económico en la efectividad del EU ETS; En cuanto al impacto de las energías renovables y el EU ETS se encuentran los estudios realizados en [22]–[24].

Con respecto a contribuciones para América, se encuentran estudios con aportes al diseño e implementación de políticas de comercio de emisiones en Estados Unidos [25]–[27]. En Latinoamérica el proceso apenas se está empezando donde el diseño de políticas está en proceso, de manera que la revisión de experiencias de países donde se tienen un grado de avance prudente en la implementación de estas políticas puede facilitar su transición a economías bajas en carbono.

El objetivo de este artículo es comprender el funcionamiento del mercado de comercio de emisiones y los efectos en el sector eléctrico con datos del mercado alemán y de esta manera determinar los aportes que se pueden brindar para Latinoamérica, región que inicia sus avances hacia una política energética sostenible. Para ello se propone la realización de un modelo de simulación que permita comprender las principales dinámicas del mercado de carbono y sus interacciones con el sector eléctrico, a partir de los datos del caso alemán y el proceso de implementación del Esquema de Comercio de emisiones fase 4.

II. METODOLOGÍA

El sistema de mercado de emisiones de la Unión Europea contiene elementos característicos de un sistema complejo: no linealidad, retardos y ciclos de realimentación [12], debido a estas características el modelo de simulación se desarrolló con dinámica de sistemas. A partir de esta metodología se siguieron los siguientes pasos: articulación del problema, descripción del sistema y la formulación del modelo. A continuación, se describe como se abordó cada uno de estos pasos para la elaboración del modelo de simulación.

A. Articulación del Problema

En este paso es primordial definir el propósito para el cual se construye el modelo, en este caso el propósito del modelo planteado en este artículo es analizar el impacto del EU ETS en los precios de la electricidad.

El horizonte temporal del modelo corresponde a la fase IV del EU ETS, periodo entre 2020-2030 y que abarca el tiempo de implementación del Acuerdo de París. El paso de simulación es anual. El país tomado como caso de estudio es Alemania miembro destacado del EU ETS [5], [28].

B. Descripción del Sistema

El modelo se compone de cuatro módulos interrelacionados entre sí, estos son: Generación de electricidad, Subasta inicial, Mercado secundario y Balance final. La organización de estos módulos es presentada en la Fig.1.

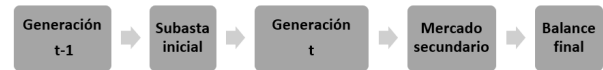


Fig. 1. Funcionamiento por bloques del modelo propuesto para el esquema EU ETS.

Para el funcionamiento general del sistema se asumen las empresas del sector eléctrico de manera agrupada por tecnología de generación. Los datos de generación del año anterior son utilizados al iniciar el año siguiente como insumo para determinar cuánto emisiones aproximadamente va a emitir cada tecnología (pronóstico de emisión), y de esta manera determinar cuántos EUA (permisos de emisión en toneladas de CO₂) necesitarán cada tecnología. Esos EUA son los que pretenderán adquirir en la subasta inicial al iniciar el año. Posterior a la subasta inicial, las empresas tendrán unos EUA disponibles.

Al finalizar el año, las empresas sabrán cuánto generaron y por lo tanto cuánto emitieron en toneladas de CO₂ a la atmósfera, permitiendo realizar un balance entre los EUA con los que contaban para el año y las emisiones en las que incurrieron (EUA adquiridos en subasta inicial-Emissiones del año en toneladas de CO₂).

Si el balance es positivo y a las empresas les sobran EUA, los ofertarán en el mercado secundario. Si por el contrario el balance es negativo, las empresas acudirán a este mercado a realizar una oferta de compra. Si aun comprando en el mercado secundario, el balance entre el total del EUA adquiridos en ambos mercados y las toneladas de CO₂ emitidas sigue siendo negativo, las empresas deberán pagar una multa.

Por último, en el balance final las empresas sabrán sus utilidades como la diferencia entre sus ingresos por generación y ventas en el mercado secundario, y sus egresos por costos de operación y mantenimiento, costo de combustible, los costos del carbono o EUA, y el costo por multas.

C. Formulación del Modelo

El horizonte temporal corresponde a la fase IV del EU ETS (2020-2030) y el paso de simulación es anual. Para ampliar el conocimiento sobre el modelo construido, se presenta la hipótesis dinámica del mismo en la sección de anexos de este artículo.

Con base en las tecnologías presentadas por diversos reportes como aquellas usadas por las plantas de generación de Alemania [29]–[32] se seleccionaron ocho por fuente de energía: carbón, viento, gas, hídrica, nuclear, petróleo, sol y por último una agrupación de las tecnologías restantes: biomasa, basura y otros. A continuación, se exponen los módulos utilizados para el análisis, sus variables claves y supuestos.

Módulo 1: Generación de electricidad. La generación de electricidad es la variable central de este módulo, recibe datos de la demanda, la generación potencial y los costos variables del período anterior, así, es posible saber cuánto necesita el mercado (pronóstico de demanda) y cuánto puede generar cada tecnología (generación potencial) y un criterio de prioridad que serán los costos variables del período anterior, es decir, generarán en orden hasta su generación potencial aquellas tecnologías con menor costo variable del período anterior hasta cubrir la demanda de electricidad.

Para obtener la generación potencial se usa la capacidad instalada, ésta se determina con el pronóstico de la nueva

capacidad que se instalará y con el pronóstico de la desinversión, es decir, la capacidad que sale del mercado por las plantas que son cerradas o cesan actividades.

Los costos variables del período anterior corresponden a los costos marginales, el costo de combustible y el costo del carbono, es decir, de los EUA. A partir de estos costos se define después de la generación, el precio de la electricidad, que serán los costos variables de la última tecnología que logró generar. Cabe precisar que el precio corresponde al precio bursátil de la electricidad.

Finalmente, teniendo la generación de electricidad por tecnología y un factor de emisión por el tipo de combustible usado en cada una, es posible tener un estimado de las emisiones por tecnología y las emisiones totales del sector eléctrico.

La determinación de los costos variables del período anterior depende del costo del combustible CC_i en el periodo anterior y los costos por permisos de emisión $CEUA_i$ de cada tecnología en el período anterior multiplicados por el factor de emisión FE_i por tecnología para obtener las unidades adecuadas como se plantea en la ecuación (1).

$$CV_i(t-1) = CC_i(t-1) + (CEUA_i(t-1) \times FE_i) \quad (1)$$

El precio de electricidad PE_i corresponde al costo variable del periodo anterior de la última tecnología en generar.

Las emisiones por tecnología E_i están dadas por la Generación de electricidad por tecnología GE_i multiplicado por el factor de emisión FE_i de cada tecnología, como se presenta en la ecuación (2).

$$E_i = GE_i \times FE_i \quad (2)$$

A continuación en la tabla I, se presentan los datos usados para la capacidad instalada, tomados de [29]:

TABLA I
CAPACIDAD INSTALADA EN MW PARA 2020 [29]

Tecnología de generación	Capacidad instalada en MW para 2020
Carbón	39.860,05
Eólica	59.764,00
Gas Natural	23.234,75
Hidráulica	16.842,00
Nuclear	8.107,00
Fuel Oil	1.713,49
Solar	49.000,00
Total Otros	15.770,52

Módulo 2: Subasta inicial. Para este módulo se tiene el supuesto de que las empresas pretenderán adquirir en la subasta inicial los permisos necesarios para cubrir la misma cantidad de emisiones que tuvieron el año inmediatamente anterior. Este pronóstico de emisión, el número de permisos del sector eléctrico en Alemania y la disponibilidad a pagar por EUA del periodo anterior (oferta de compra de EUA), se configuran para tener la cantidad de EUA adquiridos en la subasta inicial. El procedimiento es el siguiente: las empresas realizan una oferta de compra o aquello que están dispuestos a pagar por EUA y el volumen que querrán adquirir será el pronóstico de emisión. En

esta subasta los EUA se van vendiendo en la subasta de mayor a menor disponibilidad a pagar hasta agotar el número de permisos disponibles para el sector eléctrico en Alemania. El precio de EUA en la subasta inicial será la disponibilidad a pagar o la oferta de compra de la última tecnología que logró adquirir EUA.

La disponibilidad máxima a pagar por EUA será el precio de la electricidad menos el costo del combustible, por considerarse un mercado marginal. Esta disponibilidad a pagar puede ser cero, pero no excederá los 100 euros por tonelada de CO₂, valor correspondiente a la multa que tendrán que pagar quienes incumplan el acuerdo.

De este módulo obtenemos además los EUA necesarios después de la subasta, que será una variable de entrada importante para el siguiente módulo, el mercado secundario. Dicha variable es determinada al final del año y se calcula como la diferencia entre las emisiones de dicho periodo menos el número de permisos obtenidos en la subasta inicial al comenzar el año.

La ecuación (3) presenta la formulación matemática para la determinación de la disponibilidad a pagar EUA del período anterior. Para ello es necesario el precio de electricidad del periodo anterior $PE_i(t-1)$ menos el costo de combustible del periodo anterior $CC_i(t-1)$ sobre el factor de emisión FE_i para la conversión de unidades. Lo máximo es 100 euros/tCO₂ que corresponde al valor de la multa.

$$DEUA_i(t-1) = \frac{PE_i(t-1) - CC_i(t-1)}{FE_i} \quad (3)$$

El precio EUA de subasta inicial corresponde a la disponibilidad a pagar por EUA del período anterior de la última tecnología que logró adquirir permisos.

Módulo 3: Mercado secundario. El procedimiento para la asignación de permisos por subasta y la fijación del precio es muy similar a la subasta inicial: los conglomerados de empresas de cada tecnología presentan una oferta de compra, que será su disponibilidad máxima a pagar por EUA. Ahora del año en cuestión, puesto que se supone que el mercado secundario funciona al finalizar el año y tanto el precio de la electricidad como el costo de los combustibles, que son las variables que determinan la disponibilidad a pagar por EUA, ya estarán disponibles. Tienen entonces cuánto podrán pagar y también cuántos necesitan (EUA necesarios después de subasta), los permisos son otorgados de mayor a menor disponibilidad a pagar hasta el volumen de EUA ofertados en el mercado secundario y el precio será la disponibilidad a pagar de la última tecnología que consigue adquirir EUA.

Los EUA ofertados en el mercado secundario son los EUA sobrantes de las empresas que adquirieron a comienzo de año una cantidad de permisos superiores a las emisiones totales que presentaron al finalizar el año, en el modelo este volumen es totalizado, bajo el supuesto de que cuando las empresas que necesitan permisos los compran en el mercado secundario, no tienen información para saber de qué empresa ofertante eran los EUA que adquirieron. Y las ventas de EUA en el mercado secundario (ingresos por ventas de los EUA sobrantes) son calculadas prorratea a la oferta de cada tecnología teniendo en cuenta la cantidad total de vendidos.

Como se observa, uno de los supuestos en la elaboración del modelo para la subasta, especialmente en el mercado secundario es el hecho de que la asignación de los EUA y la fijación del precio es determinada por la oferta de compra que realizan quienes necesitan los EUA (la demanda). Para simplificación del modelo, no se realiza una oferta de venta por parte de las empresas que ofertan sus EUA sobrantes al finalizar el período en el mercado secundario.

La disponibilidad a pagar por EUA por tecnología del período actual está determinada por el precio de la electricidad $PE_i(t)$ menos costo de combustible $CC_i(t)$, todo sobre el factor de emisión FE_i para la conversión de unidades. Lo máximo es 100 euros/tCO2 que corresponden al valor de la multa, como se presenta en la ecuación (4).

$$DEUA_i(t) = \frac{PE_i(t) - CC_i(t)}{FE_i} \tag{4}$$

La ecuación (5) presenta los EUA ofertados en el mercado secundario a partir de la diferencia acumulada total entre las emisiones del año y los permisos adquiridos en subasta inicial.

$$EUAOMS = \sum (E_i - EUAASI_i) \tag{5}$$

El precio EUA del mercado secundario $PEUAMS$ corresponde a la disponibilidad a pagar por EUA de la última tecnología que logró adquirir permisos en este mercado.

Módulo 4: Balance final. En este módulo se procede a realizar un balance general simplificado de los ingresos y egresos de los conglomerados de empresas según tecnología contemplados en el modelo. La variable que se toma como central son las utilidades anuales. Los ingresos provienen esencialmente de dos fuentes: la operación o generación de electricidad y las ventas de EUA en el mercado secundario, por otro lado, los egresos corresponden a los costos operativos: costo de combustible y costos de operación y mantenimiento, los costos de los EUA adquiridos en ambas subastas y el costo por multas en caso de emitir más toneladas de CO2 que las acogidas por los permisos que se poseen.

Para el balance final los costos a considerar son únicamente los marginales relacionados con la labor operativa, los costos del combustible y la operación y mantenimiento.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como se mencionó, fueron seleccionadas ocho tecnologías por fuente de energía: carbón, viento, gas, hídrica, nuclear, petróleo, sol y por último una agrupación de las tecnologías restantes: biomasa, basura y otros. A continuación, se analizan los resultados para las principales variables en los módulos. El eje X de las figuras de resultados corresponde a los diez años analizados en el modelo, es decir, del año 2020 al 2030.

A. Resultados de Generación de Electricidad

Las tecnologías renovables tienen prioridad en cuanto a generación debido a que sus costos marginales, combustible y costos asociados a emisiones, son cero; sin embargo, la generación potencial de las energías renovables no es capaz de cubrir la demanda por completo hasta 2030, por lo tanto,

a pesar de ser la última tecnología en generar todos los años, el carbón sigue cubriendo una buena porción de la generación de la electricidad de Alemania.

Como se observa en la Fig.2 hasta el 2024, la energía nuclear sigue generando (debido a planes de desinversión del país), pero a partir de 2026 la demanda atendida por esta tecnología pasa a cubrirse con energía eólica y solar. Asimismo, la disminución gradual de la capacidad instalada para carbón pasa a ser cubierta con energías renovables.

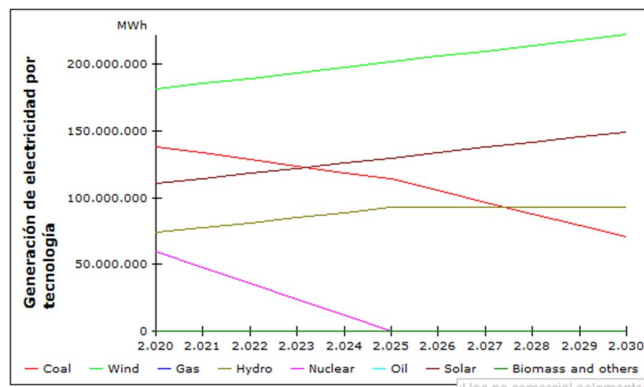


Fig. 2. Resultados generación de electricidad en MWh/año por tecnología para el caso alemán.

Es de anotar también que si se compara la Fig. 2 con la Fig. 3 se observa que en general, los cambios en la participación en la generación de las diferentes tecnologías están estrechamente relacionados con la capacidad instalada, en parte, la disminución de la participación del carbón en la generación se da por la disminución de la capacidad instalada, es decir, los planes de desinversión propios del país, ya sea por la necesidad de la transición a tecnologías bajas en carbono consecuentes a los objetivos climáticos, o motivos relacionados con planes nacionales, no completamente por efectos del EU ETS. Es decir, más allá del EU ETS, la política debe priorizar el aumento de la capacidad instalada y beneficios a las tecnologías renovables con el fin de que se presente una descarbonización rápida.

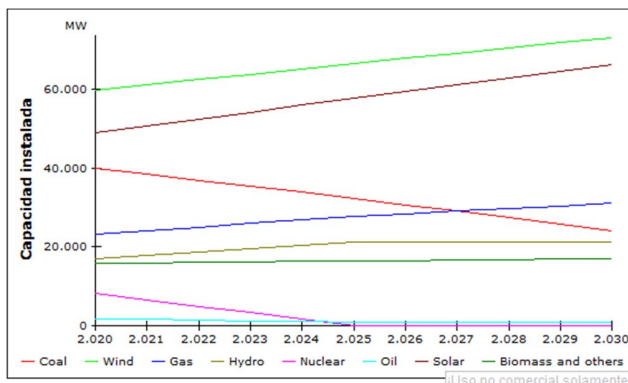


Fig. 3. Resultados de capacidad instalada por tecnología para el caso alemán.

El caso de Alemania es particular porque los costos de combustibles del país para el gas son superiores por una mínima diferencia a los costos de combustible del carbón, por esa razón si se toman como criterio de generación los costos

marginales de combustible y carbono, el carbón tiene preferencia sobre el gas. Sin embargo, si se toman otros costos como operación y mantenimiento y especialmente los costos de capital, el gas tendrá preferencia sobre el carbón.

En cuanto a las emisiones totales, seguirán su descenso como se observa en la Fig.4. Los resultados del modelo presentan una disminución de casi la mitad de las emisiones para 2030 con respecto a las emisiones de 2020. De las tecnologías que generan emisiones, los resultados muestran que la única tecnología que emitirá en la fase IV es carbón, y el cambio de pendiente que se da en la Fig. 4 desde 2026 se debe al cambio de la capacidad instalada y a los planes de desinversión en carbón del país alemán.

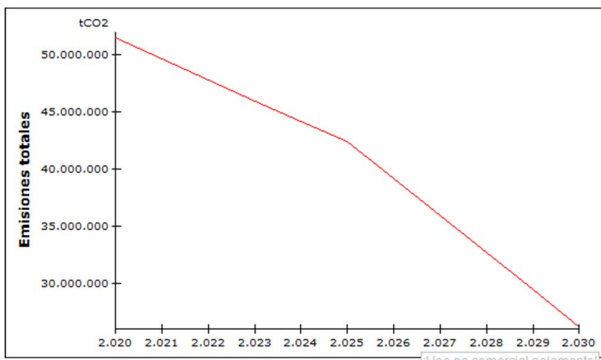


Fig. 4. Resultados de emisiones totales del sector eléctrico.

B. Resultados Subastas de EUA's

El comportamiento de este módulo es cíclico y se debe a la forma en que se plantea la causalidad de las variables en la estructura del modelo. En este modelo el precio de la electricidad se calcula como los costos variables (combustible y costos por EUA) del periodo anterior de la última tecnología que consigue generar. Debido a que la última tecnología que genera en el modelo propuesto siempre es carbón, esto significa que el precio de la electricidad será siempre determinado por los costos variables del periodo anterior (el año anterior) del carbón. Es a raíz de esta relación que los valles que se observan en la Fig. 5 parecieran tener el mismo valor corridas un periodo.

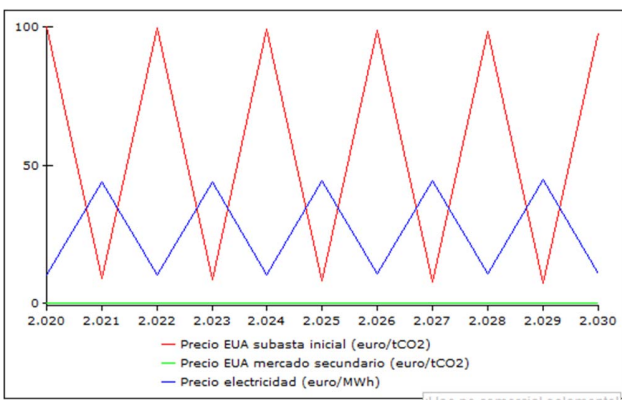


Fig. 5. Resultados del Precio EUA en subasta inicial, precio EUA en mercado secundario y precio de la electricidad.

Por otro lado, el precio de los EUA está dado por la disponibilidad a pagar de la última tecnología que logró

adquirir permisos, teniendo en cuenta que se otorgan de mayor a menor disponibilidad a pagar. Esa disponibilidad se calculó como el precio de la electricidad menos el costo del combustible. Para la subasta inicial esa disponibilidad a pagar (oferta de compra) se calcula con los datos del periodo anterior. Si el precio de la electricidad aumenta, la disponibilidad a pagar será mayor y por lo tanto el siguiente período el precio de los EUA aumentará en la subasta inicial.

En la tabla II se observan las proyecciones en el reporte WFF Germany [5] para el precio de los permisos de emisión hasta 2050 en dos escenarios: 1) un escenario en condiciones desafiantes para la protección del clima y 2) un escenario con condiciones beneficiosas para la protección del clima. A pesar de suponer la eficiencia del EU ETS y mostrar unos resultados que logren un aumento del precio del carbono para acelerar la transición energética y la acción por el clima, el modelo muestra que estas circunstancias esperadas pueden no ocurrir, y que el precio del carbono puede resultar fluctuante y depender en algunos países como Alemania, únicamente de la dinámica del carbón como principal tecnología fósil generadora.

TABLA II
PROYECCIONES PARA LOS PRECIOS DE LOS EUA, TOMADO DE [5]

En	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
euros/EUA							
Escenario 1	10,0	20,0	30,0	40,0	47,0	54,0	60,0
Escenario 2	10,0	22,5	35,0	47,5	60,0	66,3	69,4

Los EUA adquiridos en el mercado secundario, el precio de EUA en el mercado secundario, los costos por multas y las ventas de EUA en mercado secundario son siempre cero en el modelo porque el mercado primario alcanza a cubrir la demanda total de permisos. De hecho, quedan permisos sobrantes que no son subastados, situación que actualmente se presenta y que el modelo prevé que seguirá pasando como se observa en la Fig. 6.

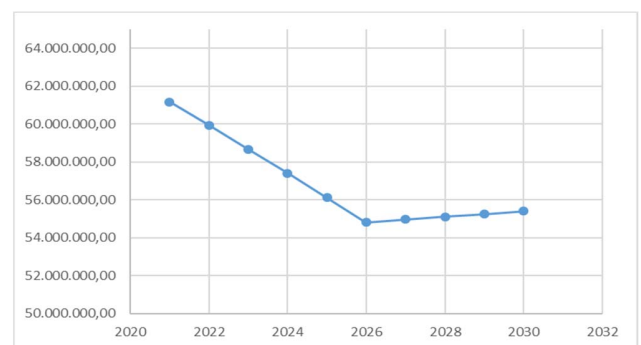


Fig. 6. Permisos sobrantes por año en subasta inicial

IV. CONCLUSIONES

En el modelo, la generación de electricidad por tecnología tiene una dependencia muy fuerte a la capacidad instalada de las energías renovables, hasta que estas no sean capaces de cubrir la totalidad de la demanda de electricidad, para el caso de Alemania, la parte no cubierta será generada por carbón, esto supone que aún para 2030 carbón sigue generando,

siendo superada únicamente por la energía eólica para 2020, solo después de 2023 por la energía solar y después de 2027 por energía hidroeléctrica. Ahora, para los países latinoamericanos puede ser que este proceso sea un poco acelerado debido a su alto componente hidroeléctrico.

Uno de los principales resultados del modelo es entonces que, para el caso de Alemania, la dinámica de generación y emisiones responda mejor a cambios en la capacidad instalada que al EU ETS, donde la única tecnología fósil participante es el carbón. Ser un mercado con una única tecnología fósil que genera lleva a que existan comportamientos cíclicos para los precios y que la oferta de compra se vuelva cada vez inferior y el precio de los EUA baje. Lo anterior nos presenta dos aportes para experiencias internacionales: primero, esquemas de comercio de emisiones deben complementarse con otras políticas que le apunten a la innovación y a la rápida expansión de tecnologías limpias y segundo, una vez entren las renovables, las tecnologías fósiles pierden protagonismo y la que presente costos más bajos se queda en el mercado.

Con el fin de acelerar la transición energética, que lleve a una disminución eficaz del total de emisiones de GEI, los creadores de políticas climáticas deben propender a acelerar la inversión en plantas de tecnologías renovables para ampliar su capacidad potencial y acelerar de igual forma la desinversión en carbón, en ese sentido tienen lógica las subastas dirigidas que vienen realizando en los países latinoamericanos.

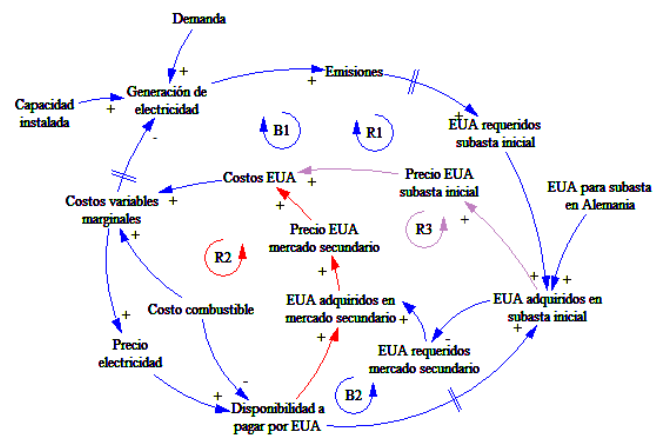


Fig. 7. Hipótesis dinámica del modelo de simulación construido.

El modelo sugiere, respecto a las emisiones de CO₂, que se reducirán hasta 26'235.014 toneladas de CO₂ para 2030, esto supone una reducción de más del 90% respecto a los datos presentados por [5] para 2015. Este panorama resulta muy alentador para el cumplimiento de los acuerdos climáticos, sin embargo, deben ser considerados aspectos adicionales que pueden implicar resultados diferentes como la participación en la generación de tecnologías fósiles.

Es de resaltar de igual forma, que la reducción en las emisiones se debe a una menor participación del carbón en la generación debido a dos cosas: el aumento de la generación potencial de las energías renovables (por la inversión en su capacidad instalada) y la disminución de la generación potencial del carbón mismo (por la desinversión en su

capacidad instalada). De hecho, una política complementaria en el tema de emisiones es precisamente los planes de desinversión planteados por los entes regulatorios.

Por otro lado, el volumen de EUA puestos en subasta resultan muy superiores a los que necesita el mercado, por lo tanto, el mercado secundario no opera. Es posible que el fenómeno de sobreoferta de permisos, que se ha presentado en las fases que hasta ahora van, siga dándose hasta que no se acuerde un tope de permisos en circulación mucho menor. La Cumbre del Clima 2019 presenta un momento adecuado para determinar exactamente el destino final de los EUA en la reserva de estabilidad del mercado y realizar modificaciones del total de permisos con base en los hechos evidenciados en la fase III.

REFERENCIAS

- [1] Naciones Unidas, "Cambio climático," 2019. [Online]. Available: <http://www.un.org/es/sections/issues-depth/climate-change/index.html>. [Accessed: 22-Mar-2019].
- [2] M. Caballero, S. Lozano, and B. Ortega, "Efecto invernadero, Calentamiento global y Cambio climático: una perspectiva desde las ciencias de la tierra," *Rev. Digit. Univ.*, vol. 8, no. 10, 2007.
- [3] BMU, "El comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero," 2014.
- [4] IEA, "CO₂ Emissions." 2018.
- [5] WFF Germany, "Germany's Electric Future Coal phase-out 2035," 2017.
- [6] F. Fleurke and J. Verschuuren, "Enforcing the European Emissions Trading System within the EU Member States: a Procrustean bed?," *Environ. Crime World*, no. December 2014, pp. 1–21, 2015.
- [7] European Commission, "Energy, Climate change, Environment," 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment_es.
- [8] M. Grubb and K. Neuhoff, "Allocation and competitiveness in the EU emissions trading scheme: policy overview," *Clim. Policy*, vol. 6, no. 1, pp. 7–30, Jan. 2006.
- [9] A. D. Ellerman and B. Buchner, "Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005–06 Emissions Data," *Env. Resour. Econ.*, vol. 41, pp. 267–287, 2008.
- [10] E. Alberola, J. Chevallier, and B. Chèze, "Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007," *Energy Policy*, vol. 36, no. 2, pp. 787–797, 2008.
- [11] V. H. Hoffmann, "EU ETS and Investment Decisions: The Case of the German Electricity Industry," *Eur. Manag. J.*, vol. 25, no. 6, pp. 464–474, 2007.
- [12] L. M. Cárdenas, "Modelado del mercado de Carbono de la Unión Europea y sus implicaciones sobre el sector eléctrico," 2011.
- [13] M. Castañeda, C. J. Franco, and I. Dyrer, "The effects of decarbonisation policies on the electricity sector," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 5, pp. 1407–1413, 2015.
- [14] M. Bonacina and F. Gullr', "Electricity pricing under 'carbon emissions trading': A dominant firm with competitive fringe model," *Energy Policy*, vol. 35, no. 8, pp. 4200–4220, 2007.
- [15] P. Lund, "Impacts of EU carbon emission trade directive on energy-intensive industries — Indicative micro-economic analyses," *Ecol. Econ.*, vol. 63, no. 4, pp. 799–806, 2007.
- [16] C. J. P. Freitas and P. P. da Silva, "European Union emissions trading scheme impact on the Spanish electricity price during phase II and phase III implementation," *Util. Policy*, vol. 33, pp. 54–62, 2015.
- [17] P. Aatola, M. Ollikainen, and A. Toppinen, "Price determination in the EU ETS market: Theory and econometric analysis with market fundamentals," *Energy Econ.*, vol. 36, pp. 380–395, 2013.
- [18] Y.-J. Zhang and Y.-F. Sun, "The dynamic volatility spillover between European carbon trading market and fossil energy market," *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 2654–2663, 2016.
- [19] G. Bel and S. Joseph, "Emission abatement: Untangling the impacts of the EU ETS and the economic crisis," *Energy Econ.*, vol. 49, pp. 531–539, 2015.
- [20] B. Declercq, E. Delarue, and W. D'haeseleer, "Impact of the economic recession on the European power sector's CO₂ emissions," *Energy*

- Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1677–1686, 2011.
- [21] C. Conrad, D. Rittler, and W. Rotfuß, “Modeling and explaining the dynamics of European Union Allowance prices at high-frequency,” *Energy Econ.*, vol. 34, no. 1, pp. 316–326, 2012.
- [22] Y. P. Verma and A. Kumar, “Potential impacts of emission concerned policies on power system operation with renewable energy sources,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 520–529, 2013.
- [23] E. Delarue and K. Van den Bergh, “Carbon mitigation in the electric power sector under cap-and-trade and renewables policies,” *Energy Policy*, vol. 92, pp. 34–44, 2016.
- [24] S. Schusser and J. Jaraité, “Explaining the interplay of three markets: Green certificates, carbon emissions and electricity,” *Energy Econ.*, vol. 71, pp. 1–13, 2018.
- [25] M. Raficisakhaei and B. Barazandeh, “The Efficacy of Market-Based Emission Control Systems: A System Dynamics Approach,” in *Society of Petroleum Engineers - SPE Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility Conference - North America 2017*, 2017, pp. 212–217.
- [26] Y. Veld-Merkoulova and S. Viteva, *Carbon finance: How carbon and stock markets are affected by energy prices and emissions regulations*. 2016.
- [27] W. Sterk and J. Kruger, “Establishing a transatlantic carbon market,” *Clim. Policy*, vol. 9, no. 4, pp. 389–401, 2009.
- [28] S. Borghesi and A. Flori, “EU ETS facets in the net: Structure and evolution of the EU ETS network,” *Energy Econ.*, vol. 75, pp. 602–635, 2018.
- [29] ENTSO-E, “Summarizes and aggregates the provisional data of TYNDP 2018 scenarios,” 2017.
- [30] AG Energiebilanzen e.V., “Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern,” 2017.
- [31] Fraunhofer ISE, “Energy Charts,” 2019. [Online]. Available: <https://www.energy-charts.de>. [Accessed: 31-Mar-2019].
- [32] Statistische Bundesamt, “Gross Electricity Production,” 2018. [Online]. Available: <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Tables/GrossElectricityProduction.html>.



Laura M. Cardenas es Doctora en Ingeniería de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, Magíster en Ingeniería de Sistemas desde el año 2011 e Ingeniera de sistemas desde el año 2006. Actualmente se desempeña como profesora asistente del departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Antioquia. Sus áreas de investigación incluyen pensamiento sistémico, simulación de sistemas complejos y mercados eléctricos.



Verónica Valencia Hernández es Ingeniera Administradora de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín y actual estudiante de Ingeniería Ambiental en la misma institución. Su área de investigación incluye la dinámica de sistemas y la simulación de sistemas.



Carlos J. Franco es Doctor en Ingeniería - Sistemas Energéticos de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, Magíster en Aprovechamiento de Recursos Hídricos e Ingeniero Civil. Actualmente, se desempeña como profesor titular del departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín. Sus áreas de investigación incluyen sistemas complejos, modelado y simulación de mercados de energía, y evaluación de políticas y formulación de estrategias para el sector eléctrico. Su trabajo recuente incluye análisis de economías bajas en carbono, respuesta de la demanda, integración de mercados eléctricos y biocombustibles, entre otros.