

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA MODERNIZAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO A CARVÃO MINERAL COM TECNOLOGIAS DE BAIXAS EMISSÕES DE CO₂

Douglas de Matos MAGNUS¹; André Abelardo TAVARES²; Pedro Vitor SALVARO³.

¹ Faculdade SATC, douglas.magnus@satc.edu.br; ² Faculdade SATC, andre.tavares@satc.edu.br; ³ Faculdade SATC, pedro.salvaro@satc.edu.br

RESUMO

Este trabalho analisa perspectivas de viabilidade técnico-econômica referentes à inserção de plantas termelétricas a carvão mineral com novas tecnologias de baixas emissões de CO₂ na matriz elétrica nacional. Avaliam-se as tecnologias de geração termelétrica a carvão pulverizado (PC) e a geração por gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC), ambas analisadas com e sem captura e sequestro de carbono (CCS). A modelagem das plantas termelétricas teve embasamento em referenciais bibliográficos, e foi implementada no software IECM® a fim de examinar a eficiência, as emissões de CO₂ e o custo nivelado da energia elétrica (LCOE) das plantas simuladas. O principal resultado do estudo se refere aos valores de LCOE obtidos, que foram de USD 131,90 por MWh, para a planta PC com CCS, e de USD 149,60 por MWh, para a planta IGCC com CCS. Esses valores se mostram competitivos com os praticados por fontes renováveis como a eólica e a fotovoltaica, que atingem até USD 190 por MWh. A perspectiva de expansão do parque termelétrico nacional com 16% de plantas a carvão equipadas com CCS em 2050 possibilita uma redução anual das emissões de CO₂ de 33,40 milhões de toneladas em comparação ao cenário com plantas sem CCS. Estes resultados ressaltam a importância da inclusão da tecnologia de CCS no cenário nacional como uma alternativa de geração de energia elétrica sustentável e segura.

Palavras-chave: Carvão. Captura e Sequestro de Carbono. Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado.

ABSTRACT

This work analyzes the insertion of new technologies of low CO₂ emissions in coal power plants connected to national Brazilian electrical grid. The evaluated technologies were pulverized coal (PC) and combined cycle gasification (IGCC) in combination with carbon capture and storage (CCS). The simulations were run in IECM® software based on bibliographic references and Brazilian coal data. The efficiency, CO₂ emissions and levelized cost of electricity (LCOE) were computed. The LCOE results were respectively USD 131.90 per MWh and USD 149.60 per MWh, for PC and IGCC with CCS technology. Based on the simulations, it is possible to conclude that the values of LCOE are competitive with those practiced by renewable sources such as wind and photovoltaics, where LCOE can reach up to USD 190 per MWh. The national thermoelectric grid expansion with 16% of coal-fired power plants equipped with CCS in 2050 allows an annual reduction in CO₂ emissions of 33,40 million tonnes. These results show that CCS technology applied to coal-fired power plant is a safe and sustainable alternative way to produce electricity.

Key-Words: Coal. Carbon Capture and Storage. Integrated Gasification Combined Cycle.

1 INTRODUÇÃO

As políticas de sustentabilidade difundidas no âmbito mundial pleiteiam a favor de investimentos com enfoque no desenvolvimento tecnológico em harmonia à preservação ambiental. Logo, o estado da arte da geração termelétrica avança em direção às tecnologias de alta eficiência e baixas emissões. Dentre as principais concepções nesse domínio,

verifica-se a difusão da captura e sequestro de carbono (CCS), que permite a captura do dióxido de carbono durante o processo de geração, evitando que esses gases fluam para a atmosfera.

O Brasil apresenta considerável reserva de carvão mineral, estimada em aproximadamente 32,7 bilhões de toneladas de carvão (ABCM, 2015). Esse fator, aliado à característica de segurança do

sistema e à inserção de CCS, permite que a geração termelétrica a carvão mineral se mostre como uma alternativa viável do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. Estima-se que em 2045 o parque termelétrico dos países americanos apresentará um percentual de 16% de plantas equipadas com tecnologia de CCS (IEA, 2015a).

Com base nessas premissas, o estudo realizado aborda as características técnico-econômicas da geração termelétrica a carvão mineral, com o intuito de verificar a viabilidade de implantação das novas tecnologias de alta eficiência e baixas emissões frente às demais tecnologias de geração presentes na matriz elétrica nacional.

A metodologia de pesquisa aplicada possui caráter qualitativo-quantitativo, com base em modelos computacionais das plantas desenvolvidos no software IECM® (IECM, 2017) e validados de acordo com dados presentes nos referenciais bibliográficos. Dentre as tecnologias consideradas, avaliam-se a geração com carvão pulverizado (PC) em ciclo subcrítico, como geração convencional com turbina a vapor; e a geração por gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC), ainda em fase de desenvolvimento, que considera a gaseificação do combustível para alimentar uma turbina a gás em consonância a uma turbina a vapor. Para ambas as tecnologias de geração, considerou-se a modelagem sem CCS e com CCS.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

As tecnologias de CCS e IGCC possuem características diversas para redução das emissões. Enquanto a primeira pode se incluir à geração convencional a carvão pulverizado, a segunda apresenta um processo de geração distinto que está em fase de desenvolvimento (IEA, 2014a).

Os cenários para a matriz elétrica mundial, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2012; IEA, 2014a), preveem investimentos consideráveis para a geração a carvão mineral. As políticas e diretrizes atuais estimam um aumento de 48% da geração a carvão mineral até 2035.

A IEA também elaborou cenários específicos para a produção de energia elétrica até 2050, embasados em uma linha de tendência para a evolução da demanda. Dentre esses cenários, observam-se os mapas BLUE, que contemplam a redução de mais de 50% das emissões de gases do

efeito estufa em 2050 (IEA, 2010). A Tabela 1 apresenta o percentual da geração de energia elétrica da matriz mundial referente às termelétricas a carvão mineral equipadas com CCS.

Tabela 1 – Participação da geração a carvão com CCS na matriz elétrica mundial.

Cenário 2050	Percentual de Geração da Matriz - Carvão + CCS (%)
Mapa BLUE	12,82 %
BLUE Nuclear	7,67 %
BLUE Renováveis	8,06 %

Fonte: IEA (2010).

Em todos os cenários observados, o avanço da participação da geração termelétrica a carvão com CCS é considerável, atingindo no Mapa BLUE até 12,82% dos 37 PWh estimados da geração total da matriz em 2050 (IEA, 2010).

Tais perspectivas, em consonância à expectativa dos países americanos de 16% de plantas termelétricas equipadas com CCS em 2050 (IEA, 2015a), apontam para uma alta inserção de geração a carvão mineral com tecnologia de baixas emissões. Embora esse processo represente uma baixa inserção para o cenário atual devido aos altos custos de implantação (IEA, 2014b), estima-se que a evolução dos sistemas de CCS e IGCC atenuem de forma gradativa estes custos.

2.1 CARVÃO MINERAL

O carvão mineral representa o combustível fóssil mais abundante, contemplando 64% dessa parcela. A sua acessibilidade, em vista que apresenta reservas consideráveis em todos os continentes, em concordância com a confiabilidade da geração, faz desta uma fonte amplamente difundida no setor elétrico (IEA, 2012).

No Brasil, as reservas são estimadas em 32,7 bilhões de toneladas de carvão (ABCM, 2015). Os custos do carvão mineral e da água foram embasados em dados referentes a uma UTE localizada no sul do Brasil, a fim de transpor as perspectivas ao âmbito nacional. Os valores foram definidos em USD 61,18 por tonelada de carvão mineral; e em USD 0,12 a cada 1000 litros de água (KOEHLER, 2015).

2.2 CRÉDITOS DE CARBONO

Nos modelos de matriz com créditos de carbono, as emissões de CO₂ à atmosfera contabilizam taxas à geradora, a qual arca com os custos por tonelada emitida (IEA, 2014a). Em vista da aplicação de métodos de redução das emissões, como por CCS, a redução dos custos referentes a essa mitigação pode ser amortizada do custo total de implantação do sistema, incentivando a inserção de tecnologias de baixas emissões.

Medidas adotadas pelo governo australiano estipulam um custo de USD 18,64 por tonelada de CO₂ (IEA, 2014a).

2.3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Os principais pontos de análise do estudo são a geração a carvão pulverizado (PC) e a gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC).

2.3.1 Geração PC

A tecnologia de combustão a carvão pulverizado (PC) consiste no método mais utilizado no mundo para a conversão térmica (TOLMASQUIM, 2016). Nesse modelo, o combustível é secado e triturado em partículas finas (entre 75 e 300 μm), e após moído, o carvão é levado para a caldeira, onde é queimado com uma corrente de ar pré-aquecida por transporte pneumático. O calor da queima é utilizado para aquecer a água e produzir vapor. Esse vapor se encontra a uma pressão muito superior à atmosférica, e é utilizado para girar uma turbina a vapor (MIT, 2005; ANEEL, 2008; CHOPRA, 2009]. A Figura 1 exemplifica esse processo.

Conforme demonstrado na Figura 1, o carvão é queimado com o intuito de aquecer a água. Após a vaporização da mesma, essa é responsável por movimentar uma turbina com eixo conectado a um gerador, que produz a energia elétrica. Os gases de combustão, por sua vez, encontram-se próximos da pressão atmosférica e são constituídos, principalmente, por N_2 , H_2O e CO_2 . Em plantas mais modernas, observa-se o tratamento desses gases com a redução de óxidos de enxofre e nitrogênio, além da captura do material particulado (MIT, 2005; ROCHEDO, 2011).

As termoeletricas em geral são classificadas em três configurações de operação: ciclos a vapor subcríticos (SubPC), supercríticos (SCPC) e ultra supercríticos (USCPC). As qualificações de cada uma dessas plantas se dão de acordo com as temperaturas de operação e a pressão do vapor (MIT, 2005; CHOPRA, 2009). A Tabela 2 resume as especificações de cada uma das configurações citadas.

Tabela 2 – Participação da geração a carvão com CCS na matriz elétrica mundial.

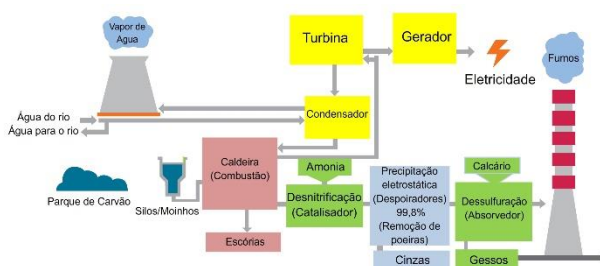
Indicadores	SubPC	SCPC	USPC
Pressão (bar)	150 - 180	+245	+260
Temperatura (°C)	540 – 565	540 – 570	+600
Teor de Cinzas do Carvão	Alto	Alto	Baixo
Eficiência (%)	30 – 40	40 – 46	+48

Fonte: ABCM (2015).

O sistema SubPC se mostra como a tecnologia mais convencional, sendo que representa de forma majoritária as plantas a carvão do parque termelétrico nacional (TOLMASQUIM, 2016). Seu ciclo a vapor opera com temperaturas que podem atingir 565° C e pressões de vapor abaixo de 180 bar. A eficiência de geração de unidades subcríticas se encontra na faixa de 30% a 40% (ROCHEDO, 2011; ABCM, 2015).

Com o aumento da temperatura e da pressão do vapor, a eficiência da planta se eleva de forma considerável, sendo que as plantas com ciclo USCPC podem atingir 48% de eficiência (ROCHEDO, 2011; ABCM, 2015).

Figura 1 - Diagrama de uma planta PC.

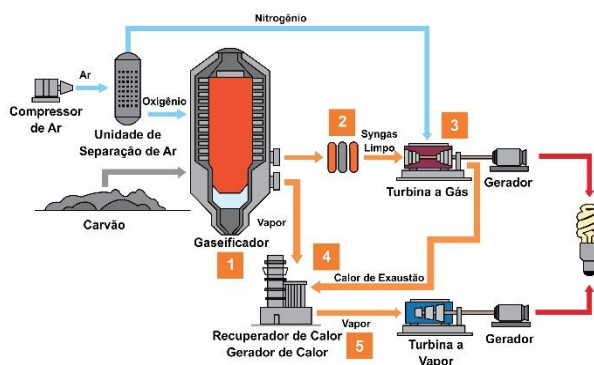


Fonte: Adaptado de CHOPRA (2009).

2.3.2 Geração IGCC

A tecnologia de geração por gaseificação integrada com ciclo combinado, ou geração IGCC, mostra-se com grande potencial para mitigação das emissões de gases e aumento da eficiência de plantas termoeletricas. O ciclo integrado é composto por uma turbina a gás e uma turbina a vapor (ROCHEDO, 2011), conforme disposto na Figura 2.

Figura 2 - Diagrama de uma planta IGCC.



Fonte: Adaptado de Duke Energy (2016).

O ciclo se inicia com a gaseificação do carvão, a qual resulta na geração de um gás sintetizado (*syngas*) e vapor. O *syngas* passa por uma remoção de enxofre, mercúrio e particulados, e é destinado a uma turbina a combustão que o utiliza como combustível. Os gases de exaustão da turbina a combustão, em consonância ao vapor gerado na gaseificação, passam por um reaproveitador de calor, o qual produz vapor para movimentar uma turbina acoplada a um gerador, completando o ciclo (MIT, 2005; RUBIN, 2007).

As temperaturas e pressões do processo podem atingir até 1500 °C e 80 bar (MIT, 2005), em função da tecnologia empregada. Faz-se necessário a utilização de materiais especiais para suportar essas condições.

A geração IGCC tem como principal característica a alta eficiência, ficando em torno de 38% a 48% com referência às tecnologias comerciais (MIT, 2005; RUBIN, 2007). Esse dado representa um valor significativo, comparado à eficiência de plantas convencionais.

Ademais, como o ciclo a vapor é secundário, as plantas IGCC podem apresentar um consumo de água até 50% menor quando comparado com o de plantas convencionais (THOMPSON, 2005).

Estudos correlatos (ROCHEDO, 2011; RUBIN, 2007) apontam que, para carvões com baixo poder calorífico e alto teor de cinzas, há um decréscimo na eficiência que a planta pode alcançar, devido à maior demanda de oxigênio para gaseificação do carvão.

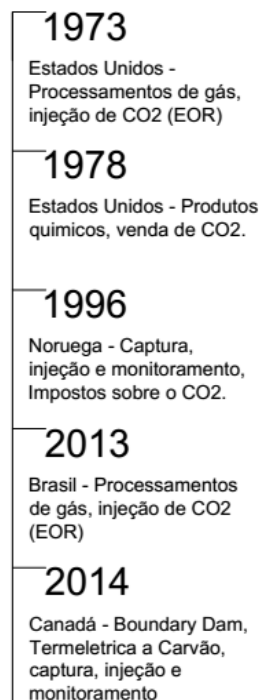
Existe a possibilidade de implantação de sistemas CCS de pré-combustão nesse tipo de planta. Contudo, há uma redução da eficiência da mesma, devido ao consumo do sistema de captura, com uma eficiência entre 31,5% e 40,1% para plantas com CCS (KLARA, 2007; RUBIN, 2007).

Estima-se que em 2020, com os avanços das tecnologias de gaseificação e separação de ar, componentes estes que mais consomem energia dentro do processo de geração IGCC, a eficiência possa alcançar 48,9% em plantas sem CCS; e 43,2% em plantas com CCS (IEA, 2003).

2.4 TECNOLOGIA DE CCS

As tecnologias de CCS realizam a captura do dióxido de carbono proveniente dos processos de combustão, possibilitando a redução das emissões de CO₂ à atmosfera (IEA, 2014a). A Figura 3 mostra um resumo do histórico da tecnologia de CCS.

Figura 3 – Histórico de desenvolvimento do CCS.



Fonte: IEA (2015b); ROCHEDO (2011).

As primeiras aplicações em grande escala da captura de CO₂ são datadas da década de 1970, na América do Norte. Esta iniciativa teve como princípio a demanda de CO₂ para Recuperação Avançada de Petróleo (EOR). Observou-se, logo depois, um avanço na Noruega por meio de uma política climática do governo, a qual determinou impostos sobre a emissão de CO₂. Nos anos de 2000, houveram avanços também no Canadá, Austrália, Estados Unidos e Arábia Saudita. No Brasil, a tecnologia chegou apenas em 2014, fator esse que corrobora a pouca expertise nacional na área (IEA, 2015b; TOLMASQUIM, 2016).

Os custos adicionais das tecnologias de CCS ainda não foram totalmente cobertos por receitas operacionais, mas foram implementados por subsídios governamentais para a ação climática e desenvolvimento da tecnologia. Essa tecnologia possui maior perspectiva de evolução em locais com maior incentivo fiscal, juntamente com a utilização no EOR. A tecnologia de CCS é uma iniciativa recente no setor de geração de energia. A primeira termelétrica a carvão com essa tecnologia foi a *Power Station Boundary Dam*, localizada no Canadá (IEA, 2015a; ROCHEDO, 2011).

Atualmente, existem 15 instalações de grande porte em todo o mundo, as quais capturam 27 milhões de toneladas de CO₂ por ano (IEA, 2015b).

2.4.1 Tipos de Captura

Existem três tipos de captura aplicados à geração termelétrica, sendo estes o de pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão. Comumente os processos de CCS implementados às tecnologias de geração PC e IGCC são, respectivamente, de pós-combustão e pré-combustão (IEA, 2015), dissertados a seguir.

2.4.1.1 Pós-Combustão

A captura na pós-combustão é vista como um processo complementar à planta de geração de energia elétrica e configura um caso bastante similar a outros tratamentos de gás que podem estar presentes na planta, como a dessulfurização. Essa característica faz com que o processo de pós-combustão seja o mais difundido para ser implantado em usinas existentes, sendo uma rota de

captura com potencial de aplicação à captura de CO₂ no curto e médio prazo (ROCHEDO, 2011).

Esse tipo de captura não altera de forma significativa o processo de geração, já que o sistema inicia com a entrada dos gases de pós-combustão. A absorção química do CO₂ é realizada por aminas, as quais são transportadas para um reator de regeneração, onde são separados sob uma temperatura de 100 a 140 °C (IEA, 2013).

2.4.1.2 Pré-Combustão

Normalmente utilizado em plantas IGCC no processo de gaseificação do carvão, os sistemas de captura na pré-combustão, como o nome indica, promovem a captura do carbono antes da sua combustão (ROCHEDO, 2011).

Na gaseificação, o combustível é convertido em *syngas*, uma mistura majoritária de H₂, CO e CO₂. O processo de pré-combustão visa à remoção do CO₂ do gás de síntese, enquanto que a mistura rica em hidrogênio segue para ser queimada na turbina a gás. Para evitar a formação de CO₂ pela queima do CO é usual utilizar a conversão de *Sour Shift* e *Selexol*, em que o monóxido de carbono reage com água, formando dióxido de carbono e hidrogênio (IEA, 2013).

2.5 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A avaliação dos custos da energia elétrica proveniente de um sistema de geração pode ser estimada por meio do custo nivelado da energia elétrica (do inglês, LCOE). Esse parâmetro é função dos investimentos realizados e da sua distribuição no tempo, representando o valor atribuído à comercialização da energia gerada para que sejam abatidos os custos inerentes ao processo de geração (ROCHEDO, 2011).

Ressalta-se que essa medida é amplamente difundida para verificação da viabilidade comercial da fonte de geração (IRLAM, 2015). A principal medida de LCOE é exposta em valor monetário por energia (USD/MWh).

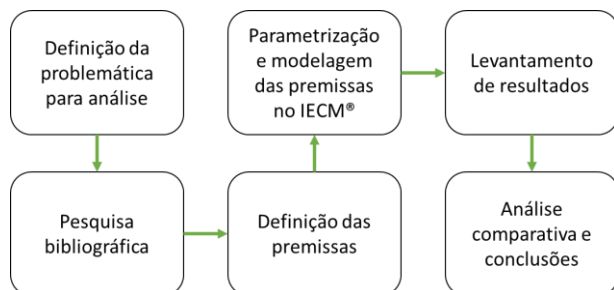
3 METODOLOGIA

A metodologia de pesquisa utilizada possui caráter qualitativo-quantitativo, a fim de estimar parâmetros técnico-econômicos à inserção de novas

tecnologias de geração a carvão com baixas emissões no parque termelétrico nacional.

A Figura 4 apresenta os procedimentos metodológicos empregados na pesquisa.

Figura 4 – Procedimentos metodológicos adotados.

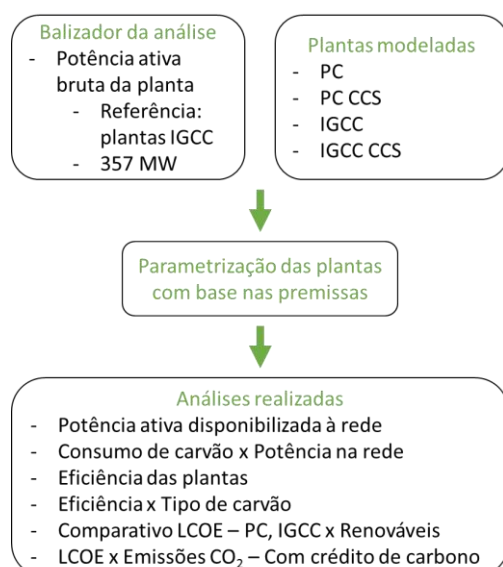


Fonte: Autor (2017).

As premissas foram definidas com base na revisão bibliográfica realizada, de acordo com os parâmetros necessários à entrada do IECM® (IECM, 2017). Esse *software* permite a modelagem do sistema a partir da inserção de parâmetros técnico-econômicos das plantas nos respectivos campos associados, e os resultados se atualizam em consonância às modificações, permitindo um comparativo das grandezas inerentes aos distintos sistemas simulados.

A metodologia para modelagem das plantas e análise dos resultados está exposta na Figura 5.

Figura 5 – Metodologia de modelagem e análise adotada.



Fonte: Autor (2017).

Viabilizou-se a modelagem das quatro plantas com o intuito de apresentarem uma potência ativa bruta similar, sendo esse o parâmetro balizador de projeto. Na sequência são parametrizadas as plantas de acordo com as premissas adotadas, e com base nos resultados são feitas as análises de desempenho, custos e emissões para cada planta.

4 PREMISSAS ADOTADAS

As premissas definidas estão em consonância com a modelagem no IECM® e foram inseridas no *software* como parte dos parâmetros de entrada, enquanto os demais dados de entrada foram parametrizados por cálculos realizados pelo próprio IECM®. Dentre os pontos de interesse passíveis de parametrização, destacam-se as modelagens do carvão utilizado e das plantas PC e IGCC.

4.1 CARVÃO MINERAL

Tomou-se por base um carvão mineral nacional, onde a composição química do mesmo foi previamente detalhada (KOEHLER, 2015). A Tabela 3 apresenta as características técnico-econômicas do carvão nacional inserido nas simulações.

Tabela 3 – Características do carvão nacional modelado.

Custo do Carvão (USD/t)	61,18
Máximo Valor de Calor (kJ/kg)	18840,00
Carbono (%)	43,00
Hidrogênio (%)	3,00
Oxigênio (%)	4,00
Enxofre (%)	2,00
Nitrogênio (%)	1,00
Cinzas (%)	40,00
Umidade (%)	7,00
Total (%)	100,00

Fonte: KOEHLER (2015).

Constata-se que um percentual considerável do carvão é formado por cinzas, o que exige que a modelagem da composição química dessas seja realizada. Com base nos dados disponibilizados em (KOEHLER, 2015), observam-se as propriedades das cinzas do carvão na Tabela 4.

Tabela 4 – Propriedades das cinzas do carvão nacional modelado.

SiO ₂ (%)	59,41
Al ₂ O ₃ (%)	28,29
Fe ₂ O ₃ (%)	5,00
CaO (%)	1,00
MgO (%)	0,77
Na ₂ O (%)	0,61
K ₂ O (%)	3,00
TiO ₂ (%)	1,00
P ₂ O ₅ (%)	0,08
SO ₃ (%)	0,57
Total (%)	100,00

Fonte: KOEHLER (2015).

Avalia-se também a modelagem de carvões de maior qualidade, com maior poder calorífico e menor quantidade de cinzas. Esses modelos permitirão verificar a eficiência das plantas IGCC para as diversas características de carvão possíveis, avaliando a influência da qualidade do mesmo na eficiência de conversão de energia. Estima-se a modelagem de dois tipos de carvão internacional, predefinidos no software (IECM, 2017), os quais estão dispostos na Tabela 5.

Tabela 5 – Características dos carvões internacionais.

Tipo de Carvão	WPC Utah	Wyoming PRB
Máximo Valor de Calor (kJ/kg)	26100,00	19400,00
Carbono (%)	67,66	48,18
Hidrogênio (%)	4,85	3,31
Oxigênio (%)	6,11	11,87
Enxofre (%)	0,61	0,37
Nitrogênio (%)	1,22	0,7
Cinzas (%)	11,59	5,32
Umidade (%)	7,95	30,24
Total (%)	100,00	100,00

Fonte: IECM (2017).

Definidas as características do carvão mineral, parametrizam-se as plantas termelétricas.

4.2 PLANTA PC

A planta a carvão pulverizado se baseou em um modelo de planta convencional com processo SubPC. As características principais da planta são demonstradas na Tabela 6.

Tabela 6 – Características gerais da planta PC.

Controle CO ₂	Sistema de Aminas
Controle NO _x	Redução Seletiva-Catalítica via <i>Hot-Side</i>
Controle SO ₂	Dessulfurização do <i>Flue-Gas</i>
Sistema de Resfriamento	<i>Once-through</i>
Depósito de Impurezas	Aterro
Enxofre	<i>Sulfur Plant</i>

Fonte: IECM (2017).

Com relação ao controle de CO₂, reitera-se que esse parâmetro é adicionado apenas à análise com CCS. A eficiência de captura de CO₂ utilizada foi de 90% (IRLAM, 2015).

Os dados principais de desempenho relativos à geração podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7 – Características dos sistemas de geração da planta PC.

Número de Turbinas a vapor	1
Saída de Potência Bruta (MW)	337
Fator de Capacidade (%)	90
Temperatura do Ar Ambiente (°C)	20
Pressão do Ar Ambiente (MPa)	0,1014
Umidade Relativa do Ar (%)	80
Umidade do Ar Ambiente (kg H ₂ O/kg Ar Seco)	0,0117

Fonte: IECM (2017), ANEEL (2016).

Uma análise mais específica dos parâmetros de funcionamento da planta PC pode ser vista na Tabela 8, onde estão apresentados o tipo da unidade, características da caldeira e os consumos energéticos dos sistemas presentes na planta.

Tabela 8 – Dados da planta base PC.

Tipo de Unidade	Sub-crítica
Eficiência da caldeira (%)	92,00
Taxa de calor do ciclo de vapor (kJ/kWh)	9207
Pulverizador de Carvão (% MW)	0,8361
Bombeamento do ciclo de vapor (% MW)	0,31
Ventilação forçada (% MW)	2,00
Sistema de refrigeração (% MW)	0,40
Diversos (% MW)	0,99

Fonte: IECM (2017); TOLMASQUIM (2016).

Após a modelagem dos parâmetros principais da planta PC, faz-se a análise das características de interesse da planta IGCC.

4.3 PLANTA IGCC

A caracterização geral da planta IGCC foi realizada de forma com que a potência bruta de saída da planta seja similar à planta PC. Isso permite uma análise de performance e de custos para uma planta com geração similar. As características da planta IGCC modelada pode ser verificada na Tabela 9.

Tabela 9 – Características gerais da planta IGCC.

Gaseificador	Shell
Controle H ₂ S	Selexol
Controle CO ₂	<i>Sour Shift + Selexol</i>
Sistema de Resfriamento	<i>Once-through</i>
Depósito de Impurezas	Aterro
Enxofre	<i>Sulfur Plant</i>

Fonte: IECM (2017).

Assim como para a planta PC, o controle de CO₂ na planta IGCC é aplicado somente na análise com CCS. A eficiência de captura de CO₂ empregada foi de 90% (IRLAM, 2015).

As características do sistema de geração da planta IGCC são definidos conforme a Tabela 10.

Tabela 10 – Características dos sistemas de geração da planta IGCC.

Número de Turbinas	2
Saída de Potência Bruta (MW)	337
Fator de Capacidade (%)	90
Fator de Demanda de Água (l/MWh)	514,4
Temperatura do Ar Ambiente (°C)	20
Pressão do Ar Ambiente (MPa)	0,1014
Umidade Relativa do Ar (%)	80
Umidade do Ar Ambiente (kg H ₂ O/kg Ar Seco)	1,17 E-02

Fonte: IECM (2017); TOLMASQUIM (2016).

Observa-se a similaridade da potência bruta das plantas modeladas, de acordo com a metodologia adotada. Devido ao ciclo IGCC necessitar do separador de ar, faz-se a modelagem do mesmo e do oxidante aplicado para realizar a separação (IECM, 2017). Os dados de interesse do equipamento estão dispostos na Tabela 11.

Tabela 11 – Características do oxidante aplicado no separador de ar.

O ₂ (vol %)	95,00
Ar (vol %)	4,00
N ₂ (vol %)	0,77
Pressão (MPa)	4,00
Máxima capacidade (t/h)	550,00
Energia Utilizada pela Unidade de Separação (kWh/t)	367,00
Total de Energia da Unidade de Separação Criogênica (% MW)	10,28

Fonte: IECM (2017).

Verifica-se, conforme a Tabela 11, que o separador de ar é uma das partes do processo que mais consome energia, utilizando cerca de 10,28% da potência ativa total da planta.

Ademais, fez-se a modelagem do gaseificador Shell aplicado ao estudo (RUBIN, 2007). Os dados de interesse do mesmo encontram-se na Tabela 12.

Tabela 12 – Características do gaseificador Shell.

Temperatura de Gaseificador (°C)	1482,00
Pressão do Gaseificador (MPa)	4,00
Umidade no Carvão Seco (%)	5,00
Eficiência de Remoção de Particulados (%)	100,00
Demanda de Energia (% MW)	1,00

Fonte: IECM (2017); RUBIN (2007).

Constata-se que a temperatura de operação do gaseificador é relativamente maior quando comparada às temperaturas convencionais em plantas SubPC, que operam em temperaturas de aproximadamente 560 °C (ABCM, 2015). Tal fator exige uma tecnologia de materiais mais avançada para o funcionamento pleno da planta IGCC.

O *syngas* gerado pelo gaseificador é de suma importância para a performance da planta. Conforme estudo do MIT (MIT, 2005), observa-se a composição química do gás sintetizado aplicado à modelagem na Tabela 13.

Tabela 13 – Composição química do *syngas*.

Monóxido de Carbono (CO) (%)	56,40
Hidrogênio (H ₂) (%)	29,70
Metano (CH ₄) (%)	10,00
Sulfato de Hidrogênio (H ₂ S) (%)	0,24
Sulfato de Carbono (COS) (%)	0,02
Dióxido de Carbono (CO ₂) (%)	1,00
Umidade (H ₂ O) (%)	7,00
Nitrogênio (N ₂) (%)	5,00
Argônio (Ar) (%)	0,70

Fonte: MIT (2005).

O gás sintetizado gerado no gaseificador é utilizado para alimentar uma turbina a gás. O modelo de turbina aplicado ao estudo foi o GE 7FB, sendo que suas características já são pré-definidas no IECM. As características dessa turbina estão demonstradas na Tabela 14.

Tabela 14 – Características da turbina GE 7FB.

Modelo de Turbina a Gás	GE 7FB
Potência Total de Saída da Turbina a Gás (MW)	190,80
Umidade do Gás Combustível (%)	7,00
Temperatura de Entrada da Turbina (°C)	1371,00
Baixa Pressão da Turbina (MPa)	0,0138
Eficiência da Turbina Adiabática (%)	85,70
Eficiência do Gerador (%)	98,00
Relação de Pressão (saída/entrada)	18,50
Eficiência do Compressor Adiabático (%)	81,00
Pressão de Entrada do Combustor (MPa)	1,875
Queda de Pressão do Combustor (MPa)	0,0276

Fonte: IECM (2017).

A característica principal da planta IGCC é o ciclo combinado, que reaproveita o calor da turbina a gás para movimentar uma turbina a vapor. Pode-se observar estas características na Tabela 15.

Tabela 15 – Características do ciclo a vapor.

Temperatura de Saída do Ciclo Combinado (°C)	121,11
Taxa de Calor do Ciclo de Vapor (kJ/kWh)	9496,00
Aumento da Temperatura da Água de Resfriamento (°C)	16,67
Potência Total da Turbina a Vapor (MW)	145,70
Baixa Pressão da Turbina (MPa)	0,0138

Fonte: IECM (2017).

Faz-se ressalva que foi inserido na simulação o modelo de carvão nacional, exceto no comparativo entre o mesmo e os modelos internacionais para plantas IGCC.

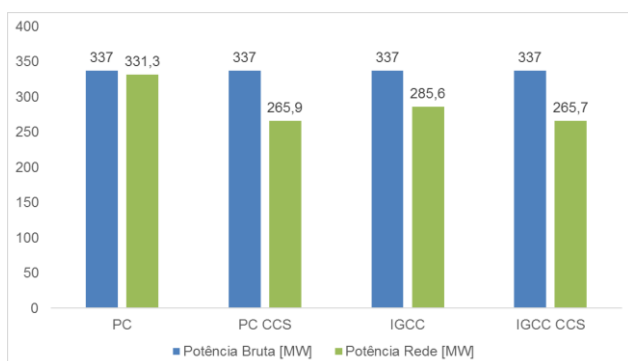
5 RESULTADOS OBTIDOS

Com base nas premissas dissertadas, faz-se a parametrização das simulações no IECM e realiza-se o levantamento de resultados.

5.1 POTÊNCIA ATIVA DISPONIBILIZADA NA REDE

Com relação à questão técnica das plantas termelétricas, faz-se um comparativo entre a potência bruta gerada e a potência disponibilizada à rede, conforme a Figura 6.

Figura 6 – Dados simulados de potência bruta e na rede.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

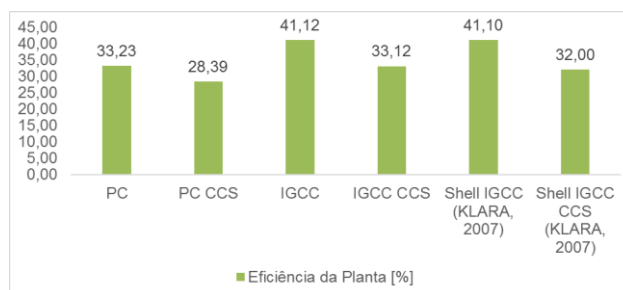
Observa-se que a relação das potências disponibilizadas à rede é menor nas plantas com CCS, o que corrobora o consumo energético desse sistema (ROCHEDO, 2011; IEA, 2015b).

Ademais, faz-se referência à planta IGCC, que embora apresente uma maior eficiência na conversão do carvão em energia elétrica quando comparada à planta PC, a potência disponibilizada à rede é menor. Tal panorama valida o alto consumo do sistema de gaseificação presente nas plantas IGCC (MIT, 2005; ROCHEDO, 2011; RUBIN, 2007).

5.2 EFICIÊNCIA X CONSUMO DE CARVÃO

A eficiência da planta, por sua vez, está atrelada à taxa de conversão de energia em potência na rede. A validação da eficiência das plantas PC foi feita de acordo com o referencial teórico abordado na seção de Geração PC; e para as plantas IGCC, avaliou-se um estudo correlato que utilizou uma mesma tecnologia de gaseificação Shell para plantas IGCC com e sem CCS (KLARA, 2007). A Figura 7 demonstra os valores de eficiência obtidos para cada uma das plantas simuladas.

Figura 7 – Dados de eficiência das plantas simuladas.

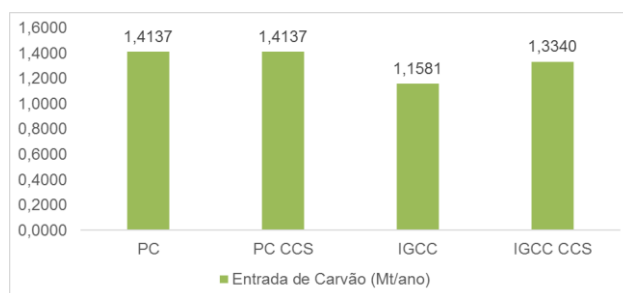


Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Ressalta-se que a eficiência para a planta PC ficou dentro da variação estimada (ROCHEDO, 2011; ABCM, 2015). Além disso, os dados de eficiência das plantas IGCC obtidos, similares aos valores encontrados em (KLARA, 2007), são maiores que os das plantas PC, apresentando um aumento de eficiência plausível com base em estudos correlatos (ROCHEDO, 2011; RUBIN, 2007).

Em função da eficiência da planta e do carvão nacional aplicado no modelo, observa-se na Figura 8 a quantidade de carvão necessário à operação da planta de acordo com a potência ativa bruta e o fator de capacidade.

Figura 8 – Consumo anual de carvão das plantas simuladas.



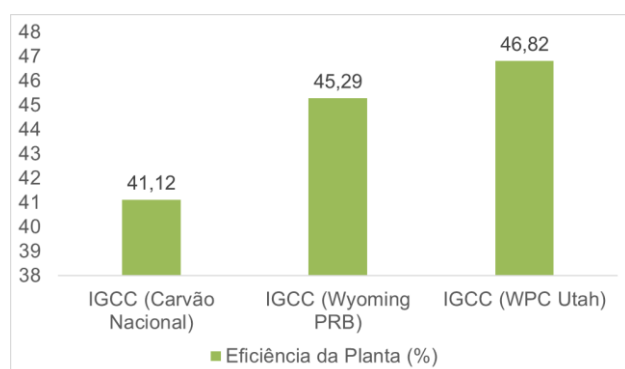
Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Como as potências são similares, observa-se que as plantas IGCC exigem uma quantidade menor de carvão para gerar uma mesma potência ativa bruta, conforme previsto nos referenciais teóricos (ROCHEDO, 2011). Com isso, observa-se que o excesso de consumo energético para gaseificação do carvão se nivela com a maior eficiência apresentada pela planta IGCC.

5.3 IGCC - EFICIÊNCIA X TIPO DE CARVÃO

Para análise do desempenho das plantas IGCC frente a carvões com menor índice de cinzas, avaliam-se essas plantas em consonância a modelos presentes no IECM e dissertados nas premissas adotadas (IECM, 2017). Os dados de eficiência das plantas destacadas estão demonstrados na Figura 9.

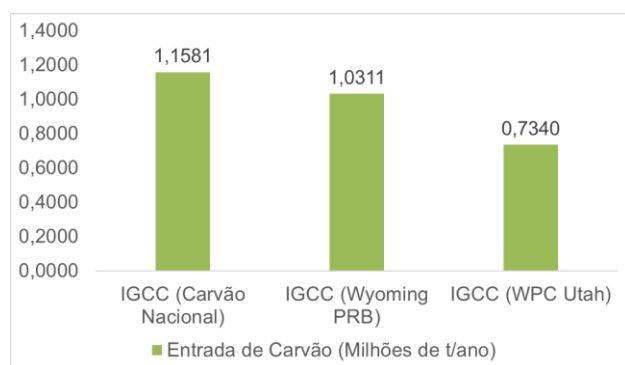
Figura 9 – Dados de eficiência das plantas IGCC para diversos tipos de carvão.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Constata-se que, devido ao maior poder calorífico e à quantidade de cinzas dos carvões internacionais, o processo de geração IGCC para esse caso apresenta uma maior eficiência na conversão energética. Isso influi diretamente na quantidade de carvão necessária à geração, disposta na Figura 10.

Figura 10 – Dados de entrada de combustível das plantas IGCC para diversos tipos de carvão.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

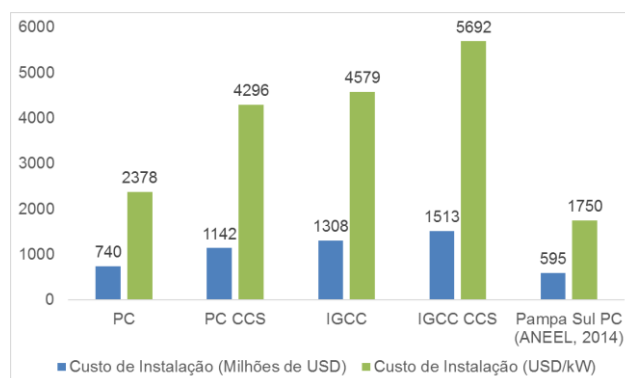
Faz-se necessária uma quantidade menor de combustível para geração de uma mesma potência de saída nas plantas com maior eficiência, gerando uma redução anual de até 424,10 mil toneladas de carvão do cenário com carvão WPC Utah em comparação ao carvão nacional. Esse parâmetro influencia de forma direta nos custos, exigindo um maior valor destinado à compra de combustíveis a plantas com menor eficiência de conversão energética.

5.4 LCOE – PLANTAS MODELADAS X RENOVÁVEIS

Enfatiza-se que a análise econômica utilizou a cotação do dólar do dia 4 de janeiro de 2017, avaliada em R\$ 3,21 por dólar americano, e transpôs os dados em análise para essa cotação. Os custos demonstrados no estudo estão em dólares.

A avaliação dos custos embasou-se em dados da usina Pampa Sul, com potência instalada de 340 MW (ANEEL, 2014). A Figura 11 apresenta dados referentes aos custos de implantação dessas plantas.

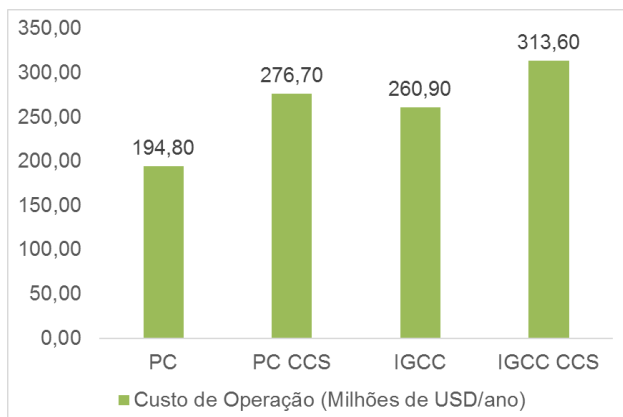
Figura 11 – Dados referentes aos custos de implantação.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Constata-se que os custos da planta PC são coerentes, em vista dos valores contratados na usina Pampa Sul. Observa-se que, de forma comparativa, os custos atribuídos à geração IGCC são maiores, o que influencia no custo de comercialização da energia, ou como difundido no âmbito internacional, o LCOE (*Levelized Cost-of-Electricity*). Outro fator preponderante nesse parâmetro é o custo de operação e manutenção (O&M), que pode ser verificado na Figura 12.

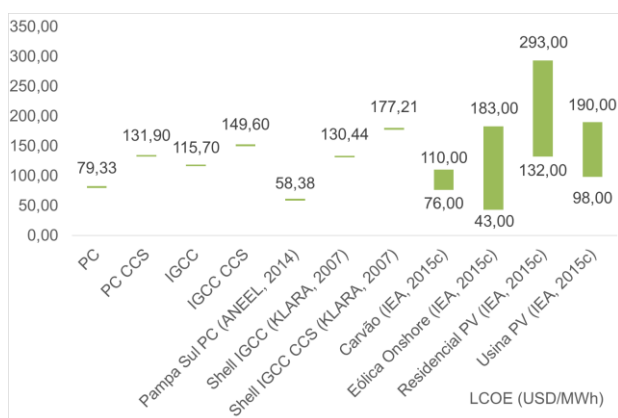
Figura 12 – Dados simulados referentes aos custos de O&M.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Com base nesses parâmetros, é estimado o LCOE, parâmetro também disponibilizado pelo IECM para as plantas modeladas. Nesse ponto da análise, é feito um comparativo dos valores com plantas termelétricas a carvão de estudos correlatos com valores ajustados para uma mesma cotação, e com fontes renováveis de geração distintas (ANEEL, 2014; KLARA, 2007; IEA, 2015c; IRLAM, 2015). Observa-se esse comparativo na Figura 13.

Figura 13 – Dados simulados referentes ao LCOE.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

Com base nos dados obtidos nas simulações, observa-se que o LCOE para as plantas PC e IGCC, com ou sem CCS, são coerentes com os preços praticados em plantas similares. Tal análise valida o modelo econômico elaborado.

Além disso, embora os custos referentes à planta PC CCS, IGCC e IGCC CCS apresentem um

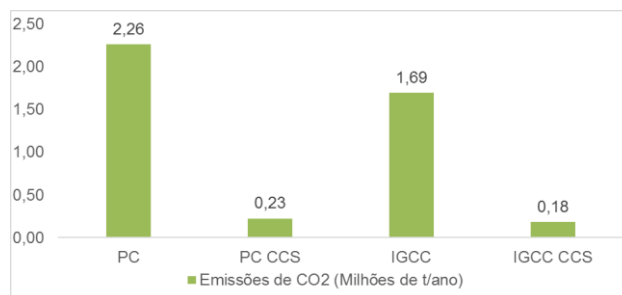
maior LCOE, constata-se que os valores estimados para essas plantas são competitivos frente às alternativas de fontes renováveis destacadas na Figura 13, estando dentro dos valores de LCOE das mesmas. Esse fato representa uma nova alternativa do ponto de vista sustentável, em vista do baixo índice de emissões dessas novas tecnologias de geração termelétrica.

5.5 LCOE X EMISSÕES DE CO₂ COM CUSTO ÀS EMISSÕES DE CO₂

À essa análise, verificam-se as emissões de dióxido de carbono em consonância aos novos valores de LCOE devido à atribuição de custos à emissão de CO₂.

A Figura 14 apresenta os níveis de emissão de CO₂ para as plantas modeladas.

Figura 14 – Dados simulados de emissão de CO₂.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

A redução das emissões de CO₂ nas plantas PC CCS e IGCC CCS, conforme projetado, foi de 90%. A partir dos valores das emissões e do custo de emissão de CO₂, verifica-se a influência da regulamentação do crédito de carbono no LCOE das plantas com CCS.

Extrapolase o custo das emissões de CO₂ à moeda americana, onde transpõe-se esse parâmetro a um valor de USD 18,64 por tonelada de CO₂. Aplicando esse dado às simulações no IECM, observa-se o LCOE para as plantas modeladas de acordo com a Figura 15.

Figura 15 – Dados simulados de LCOE com custo de emissão de CO₂.



Fonte: Autor (2017); IECM (2017).

A inserção das taxas referentes à emissão de dióxido de carbono serve de nivelador para o LCOE das plantas modeladas, em vista que o acréscimo no valor para as plantas sem captura é maior. A diferença do LCOE da planta com CCS em relação à planta sem CCS, com a implementação do custo para a emissão de CO₂, reduziu em 28,80% para as plantas PC, e em 21,53% para as plantas IGCC.

Tal fator abre margem para a regulamentação da emissão de carbono, que pode tornar mais atrativo o investimento em fontes com captura e sequestro de carbono.

5.6 PROJEÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂ DO PARQUE TERMELÉTRICO A CARVÃO EM 2045

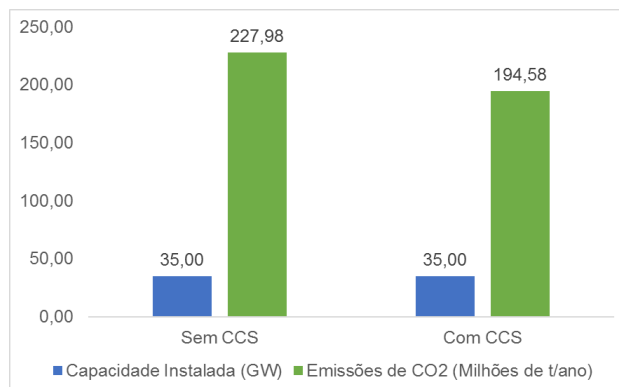
A projeção simplificada das emissões de CO₂ provenientes da geração termelétrica a carvão mineral tem como premissas os estudos da IEA (IEA, 2015a), que estima para 2045 aos países americanos da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD) um percentual de 16% da geração de eletricidade por meio de plantas equipadas com CCS.

Além disso, estudos correlatos da SATC (PCE, 2015) estimam para 2050 uma capacidade instalada de aproximadamente 35 GW de usinas termelétricas a carvão mineral. O percentual de usinas com CCS, com base na premissa estabelecida, representa 5,60 GW em 2050.

A partir desses valores de capacidade instalada, realiza-se um comparativo das emissões para um cenário de expansão sem inserção de CCS em relação a um cenário com 16% de termelétricas

equipadas com CCS em 2050. A Figura 16 apresenta esse comparativo.

Figura 16 – Comparativo das emissões anuais de CO₂ para os cenários sem e com CCS em 2050.



Fonte: Autor (2017).

Constata-se que a implantação das usinas equipadas com CCS, com representatividade de 16% da matriz termelétrica a carvão em 2050, geram uma redução anual das emissões de CO₂ da ordem de 33,40 milhões de toneladas em relação ao cenário equivalente apenas com plantas termelétricas sem CCS.

6 CONCLUSÕES

A modelagem dos sistemas uniu o embasamento tecnológico das plantas num âmbito internacional aplicadas à realidade técnico-econômica do carvão nacional.

Com o auxílio do software IECM, fez-se possível modelar plantas PC e IGCC, com ou sem CCS, resultando em dados de saída referentes à viabilidade técnico-econômica de cada uma. Tais dados auxiliam na tomada de decisões frente à evolução da matriz elétrica brasileira, em comparação a outras formas de geração.

Vale ressaltar que os dados técnico-econômicos resultantes da simulação das plantas são coerentes com o referencial bibliográfico apresentado. Esse fator valida o estudo realizado, atribuindo relevância aos resultados.

Observa-se que as taxas incididas à emissão de dióxido de carbono podem realizar um nivelamento dos custos para sistemas com CCS em base aos sistemas sem captura. Essa

regulamentação, caso implementada de forma correta no âmbito nacional, tende a fomentar pesquisas e investimentos com foco na redução da emissão de poluentes.

Faz-se ressalva às tecnologias PC CCS e IGCC CCS de um ponto de vista técnico-econômico, as quais apresentam um LCOE competitivo frente às tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, fontes renováveis altamente difundidas nos últimos leilões de energia nacionais. Os valores de LCOE estipulados atingiram USD 131,90 por MWh, para a geração PC com CCS, e USD 149,60 por MWh, para a geração IGCC com CCS.

Essas tecnologias de geração termelétrica, em consonância à captura e sequestro de carbono, despontam como alternativas de geração a carvão com baixo impacto ambiental. Esses parâmetros, atrelados à maior eficiência, fator de capacidade e controle da geração, podem representar uma opção interessante de geração de base com eficiência e sustentabilidade em comparação às fontes renováveis de geração.

7 REFERÊNCIAS

- IEA. **Energy technology perspectives 2015**. IEA, 2015a.
- MIT. **An overview of coal based Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technology**. Laboratory for Energy and the Environment set. 2005.
- IEA. **Technology Roadmap: Carbon capture and storage**. IEA, 2013.
- IEA. **Global value of coal**. IEA, 2012.
- IEA. **The impact of global coal supply on worldwide electricity prices**. IEA, 2014a.
- IEA. **Energy technology perspectives 2010**. IEA, 2010.
- IEA. **Emission reduction through upgrade of coal-fired power plants: Learning from Chinese experience**. IEA, 2014b.
- KOEHLER, N. F. M. **Simulação da captura de CO₂ por meio de pós-combustão de carvão mineral**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia). Universidade Federal de Santa Catarina. UFSC, 2015.
- TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica: Gás natural, biomassa, carvão, nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2015.
- ROCHEDO, P. R. R. **Análise econômica sob incerteza da captura de carbono em termelétricas a carvão: Retrofitting e Capture-Ready**. 2011. 120 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. UFRJ, 2011.
- IEA. **Carbon capture and storage**. IEA, 2015b.
- EPE. **PDE 2024: Plano decenal de expansão de energia 2024**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015.
- ANEEL. **Leilão de Energia A-5 06/2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: jan. 2017.
- CHOPRA, S. **Reduction of Greenhouse Gas Emissions Through Adoption of Supercritical Technology in Coal Fired Thermal Power Plants in India**. 2009. 45 p. Dissertação (Msc. in Science in Environmental Sciences, Policy & Management). Sweden, Lund University, Lund, 2009.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil: Fontes Não-Renováveis, Parte III, Carvão Mineral**. 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par3_c_ap9.pdf>. Acesso em: dez. 2016.
- GASPAR, H. A. C. **Captura e armazenamento de CO₂**. 2014. Dissertação (Mestre em Energia e Bioenergia). Faculdade de Ciências e Tecnologia. Universidade Nova de Lisboa. Disponível em: <<https://run.unl.pt/handle/10362/12397>>. Acesso em: dez. 2016.
- ABCM. **Carvão, Reservas, Mercado e Produção**. Curso promovido pela SATC, em Criciúma/SC. Nov. 2015.
- DUKE ENERGY. **How IGCC Works**. Disponível em: <<https://www.duke-energy.com/about-us/how-igcc-works.asp>>. Acesso em: dez. 2016.
- RUBIN, E. S. **Technical Documentation: Integrated Gasification Combined Cycle Systems (IGCC) with Carbon Capture and Storage (CCS)**. Carnegie Mellon, 2007.
- THOMPSON, J. **Integrated gasification combined cycle (IGCC) – Environmental performance**. In: Platts IGCC Symposium, Pittsburgh, jun. 2-3, 2005.

IEA. **GHG report PH4/19:** Potential for improvements in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture. IEA, 2003.

KLARA, J. M.; WIMER, J. G. **IGCC Plants With and Without Carbon Capture and Sequestration.**

National Energy Technology Laboratory. 2007.

Disponível em:

<http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk50/igcc%20technology_051507.pdf>. Acesso em: dez. 2016.

IEA. **Projected Costs of Generating Electricity.**

IEA, 2015c.

IRLAM, L. **The Costs of CCS and Other Low-Carbon Technologies in the United States – 2015 Update.** Global CCS Institute, 2015.

PCE. **Plataforma Cenários Energéticos:** Cenários para a Matriz Elétrica 2050. PCE, 2015.

IECM®. **Integrated Environmental Control Model.**

Carnegie Mellon University. Disponível em:

<<https://www.cmu.edu/epp/iecm/>>. Acesso em: jan. 2017.