

Energia distribuída proveniente da concentração de energia solar nas universidades do Brasil: um estudo de caso

Distributed energy from concentrating solar power in Brazil's universities: a case study

Pedro Junior Zucattelli^{1*}, Lucas Salvalaio², Adan Lucio Pereira³, Ana Paula Meneguelo⁴

¹Engenheiro de Petróleo, Mestre em Energia, Aluno do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental (Doutorado), Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus Vitória, ES

²Engenheiro de Petróleo, Aluno do curso de Engenharia Mecânica da Faculdade MULTIVIX, campus Vitória, ES

³Engenheiro da Computação, Mestre em Energia, Aluno do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Doutorado), Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus Vitória, ES

⁴Professora do Departamento de Engenharias e Tecnologias – DETEC e do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, campus São Mateus, ES

*Autor para correspondência, E-mail: pedrojrzucattelli@gmail.com

Article history

Received: 15 November 2017

Accepted: 15 January 2018

Available online: 20 March 2018

Resumo: O aumento da demanda de energia exige a diversificação das formas de geração de energia. Neste contexto, uma tecnologia que vem ganhando destaque em alguns países é a energia solar concentrada (do inglês, *Concentrating Solar Power – CSP*) que apresenta um bom potencial no Brasil. O objetivo deste projeto foi analisar o potencial técnico e econômico da geração de eletricidade a partir da implementação de uma usina *CSP* no Centro Universitário Norte do Espírito Santo - CEUNES, localizado em São Mateus – ES, Brasil. Para esse efeito, foi utilizado o SAM (do inglês, *System Advisor Model*) para avaliar a produção térmica da energia solar local considerando a variação sazonal da região. Os resultados indicaram que a energia gerada anualmente é mais do que suficiente para suprimir o consumo do CEUNES. Na análise econômica, verificou-se que o projeto é viável a longo prazo.

Palavras chave: sustentabilidade, energia solar, universidades, energia elétrica, usina solar.

Abstract: *The increase in energy demand requires the diversification of the energy generation forms. In this context, a technology that has been gaining prominence in some countries is the Concentrating Solar Power – CSP, which presents good potential in Brazil. The objective of this project was to analyze the technical and economic potential of electric power generation from the implementation of a CSP plant at the Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, located in São Mateus city, Espírito Santo state, Brazil. For this purpose, was used SAM (System Advisor Model) to evaluate the thermal output from the local solar energy considering the seasonal variation of the region. The results indicated that the energy generated annually is more than enough to suppress of the CEUNES consumption. In the economic analysis, it was verified that the project is viable in the long term.*

Keywords: sustainability, solar energy, universities, electric power, solar power plant.

1. Introdução

Desde o início do século XXI, o consumo da energia elétrica no Brasil cresceu de uma forma significativa. Em 2014, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) chegou a 624,3 TWh, montante 2,1% superior a 2013 (611,2 TWh), destaque para os aumentos de 85,6% na oferta por geração eólica, de 43,4% por óleo, e de 30,9% por biomassa e outras renováveis (MME, 2015). Assim, o país conta com 4.660 empreendimentos em operação, totalizando 152 GW de potência (ANEEL, 2017a).

O Brasil apresenta um grande potencial para aproveitamento da energia solar, porém a mesma é pouco utilizada e quase não contribui para a matriz energética. O país dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 64,0% da oferta interna. As fontes renováveis representam 75,5% da oferta interna de eletricidade. Contudo, a participação da geração solar ainda não é expressiva, representado apenas 0,01% da OIEE (EPE, 2016).

Desde 2012, quando a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2016). Esse é o principal incentivo que estimula a mini e microgeração distribuída no Brasil a fim de reduzir os valores das tarifas e compensar o investimento, em longo prazo. Uma fonte alternativa de energia que pode se enquadrar nesse âmbito e vem crescendo significativamente em diversos países é a energia heliotérmica.

Essa tecnologia conhecida mundialmente como *Concentrating Solar Power – CSP* consiste na produção de eletricidade de modo similar às termelétricas. A diferença é que a energia é obtida pela concentração de radiação solar e convertida em vapor ou gás em alta temperatura para impulsionar uma turbina ou motor (GREENPEACE, 2016).

Existem quatro principais famílias de tecnologias CSP: calhas parabólicas (*parabolic troughs*), fresnel (*linear Fresnel reflectors*), pratos parabólicos (*parabolic dishes*) e torre solar (*solar tower*). Essas diferentes tecnologias são categorizadas pela forma como focalizam os raios solares e a técnica utilizada para recepção da energia solar (IEA, 2010). Os sistemas CSP, especificamente a tecnologia de calhas parabólicas, foram os recursos renováveis de energia mais implementados nos últimos dez anos (CNMC, 2014).

Os sistemas de calhas parabólicas consistem em fileiras paralelas de espelhos (refletores) côncavos em uma dimensão para concentrar os raios solares. As matrizes de espelhos podem ser superiores a 100 metros de comprimento, com superfície curva entre 5 a 6 metros de diâmetro. Como pode ser observado na Fig. 1, o formato parabólico concentra o calor refletido para um tubo de aço inoxidável que serve como coletor do calor (IEA, 2010). Os tubos de aço inoxidável possuem um revestimento seletivo projetado para permitir que os tubos absorvam altos níveis de radiação solar enquanto emitem pouca radiação infravermelha. Os tubos são isolados por um envelope de vidro evacuado. Os refletores e os tubos de absorção movem-se em conjunto com o sol à medida que o mesmo se movimenta (BLLAMAS et al., 2016). Para uma geração contínua de energia, esses sistemas podem ter uso do armazenamento térmico, desde que exista carga térmica superior à capacidade nominal da turbina.

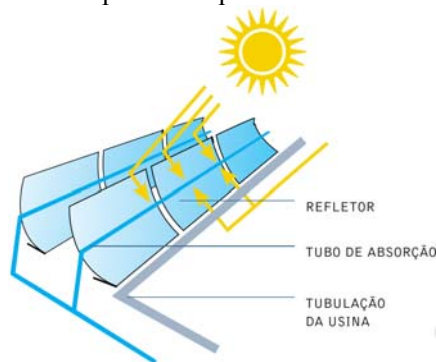


Figura 1. Esquema de uma planta CSP de calhas parabólicas (IEA, 2010).

O conhecimento regional da Irradiação Normal Direta (*DNI - Direct Normal Irradiation*) é extremamente importante para implantação da tecnologia CSP. A *DNI* mínima requerida para um projeto de geração de energia elétrica a partir de energia heliotérmica é cerca de 2.000 kWh/m²/ano (STALEY et al., 2009). Valores maiores conferem menores custos de geração de energia e valores menores aumentam esse custo de geração (IEA, 2010).

O Brasil é um país com alto índice de irradiação incidente em seu território. A irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m²/ano na Espanha (EPE, 2012). Esses países possuem diversos projetos para aproveitamento da energia heliotérmica contando com fortes incentivos governamentais.

Corgozinho et al. (2014) desenvolveram um projeto heliotérmico aplicando a tecnologia de calhas parabólicas para um sistema de geração de energia de 1 MW de potência em um período de 365 dias de um ano meteorológico típico para a cidade de Salvador - BA, utilizando a base de dados do *Meteonorm*, em intervalos de tempo de 6 minutos. Os autores concluíram que a utilização de tecnologias CSP para geração de energia elétrica no Brasil é uma alternativa promissora para complementação da matriz energética nacional, sendo que a operação da planta com tanques de capacidade para 3 horas de armazenamento possibilitou a obtenção de um fator de capacidade, relativamente alto, de 29,5%.

Uma alternativa para inclusão da energia heliotérmica no Brasil é a implementação de projetos de pequena capacidade (até 5 MW) em universidades. As universidades federais interessadas em utilizar mecanismos de geração própria de energia elétrica terão mais facilidade para viabilizar seus projetos. A ANEEL alterou as regras de aprovação de projetos prioritários relacionados à eficiência energética e minigeração em instituições federais de ensino superior. Segundo a ANEEL, o objetivo é reduzir entraves à implementação de projetos de Eficiência Energética e de geração própria de energia (Minigeração) por meio da implantação de projetos pilotos nessas instituições (MME, 2017).

A ANEEL constatou que o gasto com energia elétrica representa um dos principais itens de custeio das instituições públicas de ensino superior, e que parte considerável dessa despesa poderia ser evitada por meio de ações de eficiência energética e da implantação de sistemas de geração própria de energia. De acordo com a Secretaria de Ensino Superior (SESu) do Ministério da Educação, o valor total pago, em 2015, apenas pelas Universidades Federais, foi de cerca de R\$ 430 milhões. Ainda segundo a SESu, as despesas com energia elétrica dessas instituições despontam como o 3º maior grupo e representam cerca de 9% dos gastos apurados em 2015. Constata-se, também, que parte considerável desse gasto se refere ao uso de equipamentos ineficientes e a hábitos que levam ao desperdício de energia (MME, 2017).

As universidades localizadas na região Nordeste são as melhores opções para implementação de projetos de energia solar, pois apresentam valores de *DNI* que superam a estimativa mínima, além de ter a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas brasileiras. No entanto, é importante elaborar projetos heliotérmicos para diferentes regiões do Brasil considerando o incentivo de geração pelos próprios consumidores de forma a obter um menor custo de energia elétrica, colaborando para uma matriz energética mais renovável.

Inserindo-se nesta problemática do aumento do consumo de energia, dos avanços contínuos dos sistemas de geração distribuída, da integração de novas tecnologias ao sistema de geração principal, o objetivo deste trabalho foi o de analisar o potencial da geração de energia elétrica a partir da implementação de uma usina heliotérmica para abastecer a demanda do Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, localizado em São Mateus - ES. Para tanto, foi utilizado o software *SAM* (*System Advisor Model*) para modelagem e simulação de uma planta com tecnologia de calhas parabólicas sem o armazenamento térmico. O *SAM* foi escolhido devido a sua versatilidade de comparar custos de energia e desempenho do sistema em diversos tipos de tecnologia de energia solar. O estudo foi caracterizado na viabilidade técnica e econômica.

2. Localidade e irradiação normal direta disponível

O projeto heliotérmico foi proposto para o Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, localizado em São Mateus – ES. O CEUNES possui uma área de 532.000 m² com terrenos planos, onde 86.000 m² representa a área construída. Sendo assim, existe disponibilidade de terras para a implementação de um projeto *CSP*.

Os dados meteorológicos para a cidade de São Mateus – ES foram obtidos da base de dados do *National Solar Radiation Database (NSRDB)*. O *NSRDB* contém informações derivadas de satélite entre dados típicos ou dados históricos de um ano específico entre 1998 a 2014. O norte do Espírito Santo está incluído na base do *NSRDB*, permitindo assim o *download* dos dados meteorológicos para a cidade de São Mateus.

Os dados meteorológicos foram selecionados no formato *Typical Meteorological Year - TMY*. O formato *TMY* é composto por um conjunto de dados anual, com valores de hora a hora, que melhor representam as condições meteorológicas ao longo de um período de vários anos. A Tabela 1 apresenta os valores médios anuais ao longo de um ano meteorológico típico na cidade de São Mateus.

Tabela 1. Dados locais e meteorológicos de São Mateus – ES (NREL, 2017).

Elevação	8 m
Latitude	-18,71 °N
Longitude	-39,86 °E
Irradiação normal direta (<i>DNI</i>)	1799,45 kWh/m ² /ano
Irradiação global horizontal	1934,5 kWh/m ² /ano
Temperatura de bulbo seco	25,0 °C
Velocidade do vento	0,1 m/s

Entre 2013 e 2015, o Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES consumiu uma média de 1.319.872 kWh/ano (CEUNES, 2015), conforme especificado na Tabela 2. Devido a essa média de consumo, foi considerado neste estudo uma turbina com capacidade nominal de 2 MW.

Tabela 2. Consumo de energia elétrica do Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES entre os anos de 2013 a 2015 (CEUNES, 2015).

Ano	2015	2014	2013
Quantidade (kWh)	1.223.542	1.464.431	1.271.643
Valor (R\$)	972.329,84	760.806,59	665.911,21

No detalhamento dos custos para projetos de calhas parabólicas, o sistema de armazenamento de energia térmica varia de 9% para uma planta com 4,5 horas de armazenamento a 20% em uma planta com 13,4 horas de armazenamento (IRENA, 2012). Apesar desse sistema aumentar o fator de capacidade do projeto e, conseqüentemente, a quantidade de energia elétrica produzida, não é viável ser instalado em uma planta heliotérmica de 2 MW de capacidade. Geralmente, o armazenamento térmico é utilizado em usinas com capacidade instalada acima dos 100 MW, que comercializam a energia elétrica produzida (IEA, 2010) e, portanto, não é necessário para um projeto de minigeração distribuída, como no caso estudado.

3. Dimensionamento do campo solar

O dimensionando do campo solar de um sistema de calhas parabólicas envolve a determinação da área de abertura ideal do campo solar para um sistema a uma dada localização. Em geral, aumentando a área do campo solar também aumenta a produção de eletricidade do sistema, reduzindo assim o custo nivelado de energia (*LCOE*) do projeto. No entanto, um campo solar muito grande pode produzir mais energia térmica do que o bloco de potência e outros componentes do sistema podem suportar. Além disso, a partir de certo ponto, maiores valores de custo de instalação e operação superam o benefício da maior produção (NREL, 2017).

O múltiplo solar é uma das opções para dimensionar um campo solar, e representa o tamanho real do campo em relação ao que seria necessário para atingir a capacidade elétrica nominal no ponto de projeto. Para garantir que o bloco de potência seja efetivamente utilizado durante o ano, o múltiplo solar possui um valor que tipicamente varia entre 1,3 e 1,4. Pode ser ainda maior caso a planta tenha um sistema de armazenamento (IRENA, 2012).

Os valores das condições meteorológicas de projeto são valores de referência que representam o recurso solar em um determinado local para fins de dimensionamento de campo solar. As equações de dimensionamento de campo requerem três variáveis de condição de referência (NREL, 2017): temperatura ambiente; *DNI* de referência; e velocidade do vento.

As variáveis de temperatura ambiente e de velocidade de vento são utilizadas para calcular as perdas de calor do projeto e não têm um efeito significativo nos cálculos do dimensionamento de campo solar. Por outro lado, o valor de *DNI* de referência possui um impacto significativo nos cálculos do tamanho do campo solar.

Em geral, o valor *DNI* de referência deve estar próximo ao *DNI* real máximo no campo esperado para o local (NREL, 2017). Neste estudo, foi adotado o valor de 900 W/m² para o dimensionamento do campo solar, conforme pode ser observado na Fig. 2.

Uma vez selecionada a opção de cálculo do dimensionamento do campo solar pelo múltiplo solar, a área de abertura dos espelhos necessária para atender a saída térmica do projeto para um múltiplo solar de 1,0 é dada pela Eq. (1):

$$A_{sf,SM1} = \frac{W_{des,gross}}{\eta_{des} * DNI_{des} * \eta_{loop,tot}} * 1e6, \quad (1)$$

em que, $W_{des,gross}$ é a energia térmica de entrada no bloco de potência necessária para a turbina operar com sua capacidade nominal de projeto (Wt); η_{des} é a eficiência de conversão do ciclo termodinâmico; DNI_{des} é a irradiação normal direta de referência (Wt/m²); $\eta_{loop,tot}$ é a eficiência total de conversão de um *loop* (ciclo de coletores), que inclui as perdas ópticas e térmicas estimadas.

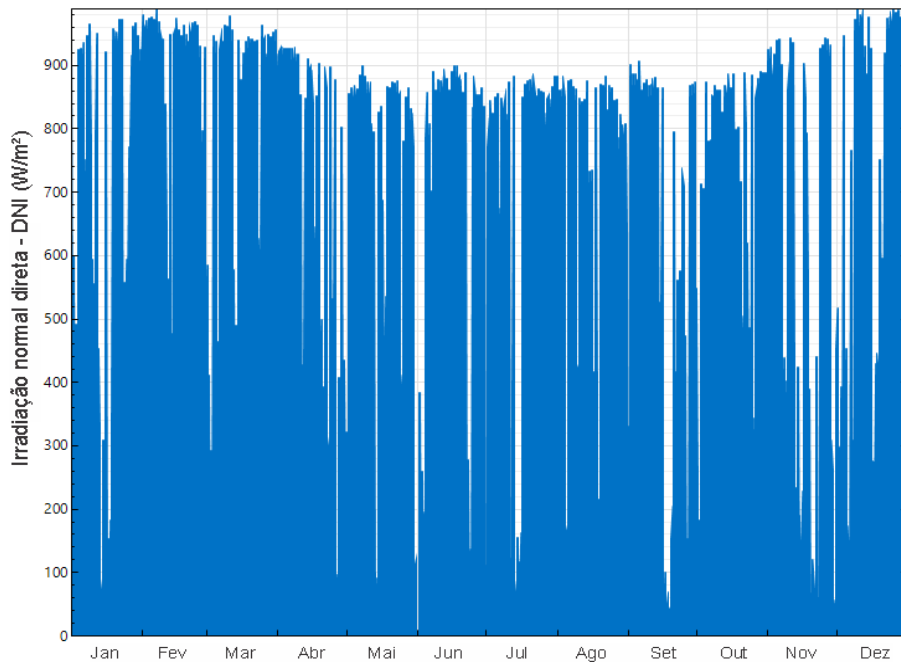


Figura 2. Irradiação normal direta média na cidade de São Mateus para um ano típico meteorológico (NREL, 2017).

O número de *loops* necessário para o múltiplo solar de 1,0 é calculado pela relação entre a área de abertura dos espelhos e a área de abertura de um único *loop* de coletores. Por fim, o número real de *loops* e a área total de abertura reflexiva do campo solar são representados pelas Eq. (2) e (3). Vale ressaltar que o número necessário de *loops* é arredondado para o inteiro mais próximo para representar um *layout* de campo realista.

$$N_{loop,actual} = round \left[SM \frac{A_{sf,SM1}}{A_{loop}} \right], \quad (2)$$

$$A_{sf,tot} = A_{loop} * N_{loop,actual}. \quad (3)$$

O grande problema para escolher a melhor área de campo solar envolve analisar a compensação entre um campo solar maior que maximize a saída elétrica do sistema e a renda do projeto, e um campo menor que minimize custos de instalação e funcionamento. O custo nivelado de energia (*LCOE*) é uma medida útil para otimizar o tamanho do campo solar, pois inclui a quantidade de eletricidade gerada, os custos de instalação do projeto e os custos de operação e manutenção do sistema ao longo de sua vida útil. Consequentemente, dimensionar o campo solar envolve encontrar a área de abertura do campo solar que resulta no *LCOE* mais baixo.

Devido a isso, foram realizadas diversas simulações paramétricas para o dimensionamento do campo solar, através da variação do múltiplo solar, ângulo de inclinação (*tilt*) e ângulo azimute, de forma a obter o menor *LCOE* para o modelo estudado.

O ângulo de inclinação (*tilt*) representa todos os coletores no campo em graus de horizontal, onde 0° é a horizontal. Já o ângulo azimute representa a orientação dos coletores, onde 0° significa que estão orientados no eixo Norte-Sul, na qual Oeste é 90° e Leste é -90°. A orientação mais comum para os sistemas de calhas parabólicas é o eixo Norte-Sul fixo com o rastreamento no sentido Leste-Oeste, pois se obtém mais energia gerada no ano (MONTES *et al.*, 2009). Pelas análises que foram feitas, o melhor valor encontrado para o ângulo de azimute dos coletores é realmente 0°.

A Fig. 3 apresenta a análise paramétrica para otimização do sistema. Foram variados os valores do múltiplo solar e do ângulo de inclinação (*tilt*) correlacionando-os com o *LCOE*, para um ângulo azimute de 0°. Notou-se que os menores valores do *LCOE* estavam entre -11° e -15° referente ao ângulo *tilt*. O valor da inclinação é negativo, porque o local em estudo se localiza no Hemisfério Sul.

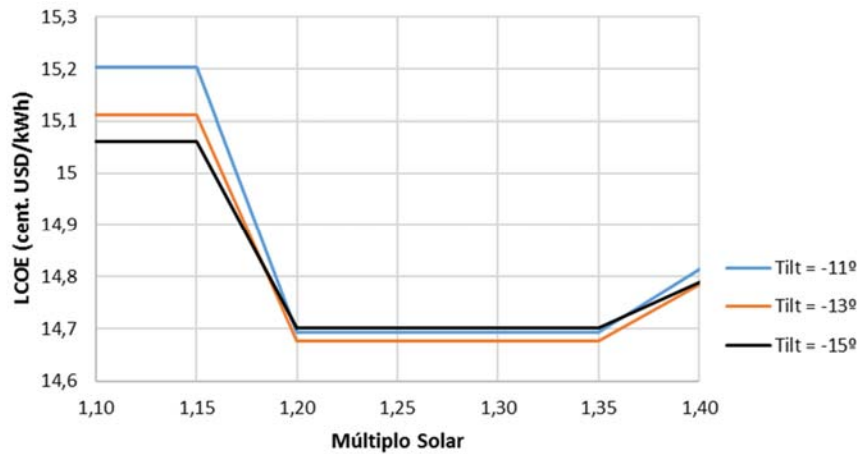


Figura 3. Análise paramétrica do ângulo de inclinação (*tilt*) e múltiplo solar para encontrar o menor *LCOE*.

Ao analisar a Fig. 3, é possível inferir que o menor valor de *LCOE* é obtido com múltiplo solar entre 1,20 e 1,35 com ângulo de inclinação (*tilt*) igual a -13° . Dessa forma, quanto maior o múltiplo solar, maior a energia fornecida pelo sistema. Nesse caso, foi escolhido o maior valor para o múltiplo solar considerando o menor *LCOE*, que é 1,35.

4. Seleção dos componentes da planta heliotérmica

Nesse estudo, o fluido de transferência de calor utilizado foi o Therminol VP-1, que é uma solução de óxido de Bifenilo e Difênolo usado na fase de vapor de 257 a 400 °C. A Tabela 3 apresenta um resumo das características e dos componentes para a planta heliotérmica de calhas parabólicas.

Tabela 3. Características técnicas da planta heliotérmica.

Características: campo solar	Valor
Múltiplo solar	1,35
Número de <i>loops</i>	5
Área de abertura dos espelhos (m ²)	14.109
Área do campo solar (m ²)	59.257
Número de coletores/receptores	30
<i>DNI</i> de referência (W/m ²)	900
Ângulo <i>tilt</i> (inclinação)	-13°
Ângulo azimute	0°
Fluido de transferência de calor	Therminol VP-1
Coletores	Solargenix SGX-1
Receptores	Schott PTR80
Características: bloco de potência	Valor
Potência bruta da turbina (MWe)	2,22
Perdas parasitas	10% (valor padrão)
Potência líquida da turbina (MWe)	2
Eficiência de conversão do ciclo termodinâmico	35,6%
Pressão de operação da caldeira (bar)	100
Tipo do resfriamento	Úmido
Temperatura ambiente (°C)	25

5. Análise dos custos

Para estimativa de custos realizadas neste trabalho, foram utilizados valores representativos de sistemas heliotérmicos nos Estados Unidos. Esses valores são baseados em estudos realizados pelo *NREL*, revisão em literatura publicada e conversas com desenvolvedores e membros da indústria (*NREL*, 2017).

Os custos estão organizados em três categorias: custos diretos de capital, custos indiretos de capital e custos de operação e manutenção. Esses custos para os estudos de casos analisados estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Custos utilizados na simulação da planta heliotérmica.

Custos diretos de capital	
Obras de melhoria do local	25,00 USD/m ²
Campo solar	150,00 USD/m ²
Fluido de transf. de calor	60,00 USD/m ²
Bloco de potência	1150,00 USD/kWe
Contingência	20% dos custos diretos
Custos indiretos de capital	
Custos do proprietário e EPC (<i>engineer-procure-construct</i>)	20% dos custos diretos
Custos de operação e manutenção	
Custo fixo por potência	66,00 USD/kW-ano
Custo variável por geração	4,00 USD/MWh

Considerou-se que o valor da contingência deve ser conservador dado que não há experiências prévias com essa técnica no Brasil (SCHAEFFER *et al.*, 2009). Um valor conservador é 20%, proposto por Penafiel (2011) para cenários de geração de eletricidade no Brasil a partir de geradores CSP.

O custo da terra para implementação do projeto foi ignorado, visto que existe espaço disponível para a implantação do sistema no Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES. Já a categoria dos custos do proprietário e EPC são típicos de: permissão, pagamentos de royalties, consultoria, taxas de gestão ou legais, pesquisas geotécnicas e ambientais, custos de interconexão, inventários de peças sobressalentes, custos de comissionamento, engenharia e desenvolvimento das atividades do projeto. Este custo normalmente representa 15% dos custos diretos (NREL, 2017), contudo foi considerado o acréscimo de mais 5% referente a importação dos equipamentos e componentes, visto que não existe fabricação dos mesmos no Brasil.

Para o estudo financeiro de plantas CSP, o período de análise comum é de 25 a 30 anos (IEA, 2010). Neste estudo, foi considerado um período de 30 anos.

Para analisar a viabilidade do projeto, deve-se entender sobre o sistema de compensação de energia elétrica brasileiro. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria, armazenando esse excedente. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes (ANEEL, 2016). De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2017b).

Para o local estudado - CEUNES, a distribuidora de energia é a Empresa Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - Escelsa, que adota tarifas correspondentes aos da Tabela 5 para o presente estudo.

Tabela 5. Tarifas de energia (TE) e tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) da empresa Escelsa referente ao contrato do CEUNES, em São Mateus – ES.

Tarifa	Ponta (R\$/kWh)	Fora Ponta (R\$/kWh)
TUSD	1,15919	0,07182
TE + Bandeira Verde	0,33947	0,22399
TE + Bandeira Amarela	0,35447	0,23899
TE + Bandeira Vermelha	0,36947	0,25399
Demanda Contratada (R\$/kW)	15,22	

De acordo com os dados de contrato do CEUNES, trata-se de uma unidade consumidora do grupo A (alta tensão) com tensão contratada de 13.800 volts e demanda contratada de 300 kW (demanda de potência ativa a ser disponibilizada pela empresa distribuidora, e que deverá ser integralmente paga, seja

ou não utilizada). Por ser tratar de alta tensão, existe posto tarifário em horário de ponta e fora de ponta. O horário de ponta apresenta tarifas mais caras e, nesse estudo, compreende das 18:00 às 21:00 horas.

Para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora de ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor do componente da Tarifa de Energia de Ponta (P) pela Fora de Ponta (FP), nos casos de o excedente ser originado no posto tarifário ponta, ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta (ANEEL, 2016). Para este estudo o fator de ajuste P/FP é aproximadamente 1,52, já o FP/P é cerca de 0,66.

Para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente (ANEEL, 2017b).

A respeito da cobrança de impostos e tributos na mini e microgeração distribuída, o PIS/COFINS (tributo federal) não é cobrado pelo fato de se tratar de um contrato do poder público federal. Já o ICMS, um tributo estadual, é regulamentado atualmente pelo Convênio ICMS 16/2015. Os Estados que aderiram ao respectivo Convênio, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês (ANEEL, 2016). O Espírito Santo é um dos poucos estados que não aderiram ainda ao Convênio ICMS 16/2015, contudo foi considerado a adesão no presente estudo visto que em um futuro próximo é previsto que todos os estados irão aderir.

6. Resultados e discussões

No estudo proposto foi simulado um período de 365 dias de um ano típico para a região de São Mateus - ES em intervalos de uma hora, obtendo-se resultados de irradiação normal direta considerados viáveis. A Tabela 6 apresenta os resultados e parâmetros econômicos obtidos para a planta heliotérmica de 2MW. Observa-se que a quantidade de energia gerada anualmente é bem superior à média de consumo do CEUNES.

Sendo assim, toda a energia consumida poderia ser utilizada da planta heliotérmica e ainda haveria créditos injetados na rede. Porém, é necessário fazer a relação detalhada do sistema de compensação de energia elétrica, pois os grupos de alta tensão são cobrados em postos tarifários de ponta e fora de ponta. Nota-se também que o custo nivelado de energia (*LCOE*), cerca de USD 128,2/MWh, é menor do que a média em projetos heliotérmicos de calhas parabólicas.

O *LCOE* típico para plantas heliotérmicas grandes, utilizando calhas parabólicas, tem ficado na faixa de US\$ 200 a US\$ 295/MWh, a depender da disponibilidade do recurso solar (IEA, 2010). Esse baixo custo nivelado ocorreu pelo fato do projeto ser isentos de impostos e também por desconsiderar o financiamento da planta.

Tabela 6. Resultados e parâmetros econômicos obtidos para a planta heliotérmica de 2MW.

Parâmetro	Valor
Energia gerada anualmente (kWh)	2.650.379,00
Conversão bruta a líquida	78,20%
<i>LCOE</i> (cent. USD/kWh)	12,82
Fator de capacidade	15,10%
Custos diretos de capital (USD)	7.042.337,50
Custos indiretos de capital (USD)	1.408.467,50
Total dos custos de capital (USD)	8.450.805,00
Custo total por potência instalada (USD/kW)	4.229,63
Uso anual de água (m ³)	1.012,00
Área total de terra (m ²)	59.267,00

Inicialmente, o valor total dos custos instalados, cerca de USD 8,450 milhões, aparenta ser muito alto para implementação de um projeto de minigeração de energia elétrica, contudo o custo total por potência instalada da planta simulada se manteve próximo a média. As instalações parabólicas sem armazenamento térmico têm custos de capital em torno de USD 4.600/kW (IRENA, 2012). A Fig. 4 apresenta a composição dos custos de capital de cada componente do projeto. A componente de maior

impacto foi o bloco de potência, com 30% dos custos, que compreende em uma turbina a vapor, funcionando em ciclo Rankine convencional, além dos trocadores de calor (campo solar/turbina) e do sistema de refrigeração. Em segundo lugar, a componente de maior impacto foi o campo solar, com 25% dos custos. Por isso é importante otimizar o múltiplo solar, de forma a não se ter desperdícios na área de coletores e acréscimo no valor do investimento. Em seguida, os maiores custos foram os indiretos e a contingência devido ao fato de não existir os materiais necessários para projetos heliotérmicos de calhas parabólicas no Brasil.

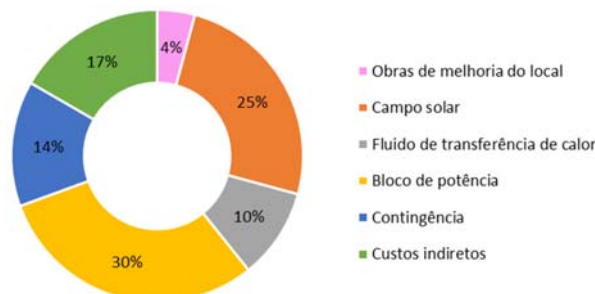


Figura 4. Composição dos custos de capital de cada componente da planta heliotérmica de 2MW.

Para comprovar a viabilidade da implementação de uma planta heliotérmica para geração de energia elétrica no CEUNES, é fundamental analisar o sistema de compensação de energia elétrica, estabelecido na Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL. A Fig. 5 detalha como seria o sistema de compensação de energia elétrica com base na geração heliotérmica de um ano típico e a partir dos dados de consumo de abril de 2015 a março de 2016 do CEUNES. A geração heliotérmica só ocorre no período fora ponta, pois, de acordo com o contrato de energia elétrica do CEUNES, o horário de ponta é de 18:00 a 21:00 horas. Pela simulação realizada, em nenhum dia do ano é gerada energia elétrica dentro do posto tarifário de ponta e, portanto, é necessário realizar o fator de ajuste para compensar o consumo no devido horário.

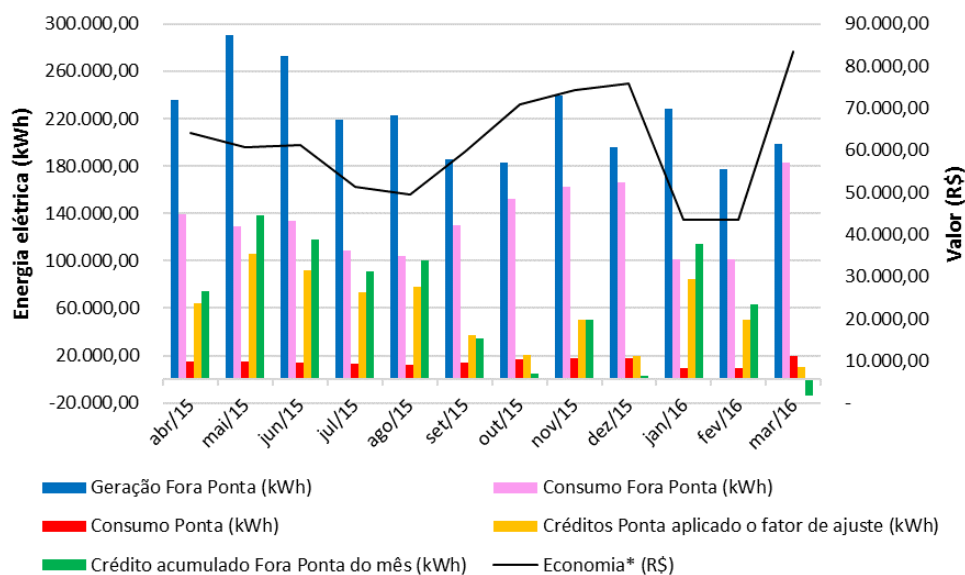


Figura 5. Sistema de compensação de energia elétrica com base na geração heliotérmica de um ano típico e a partir dos dados de consumo de abril de 2015 a março de 2016 do CEUNES. *Economia calculada considerando somente o TSUD + TE.

Por exemplo, para o mês de abril de 2015, houve um excedente de energia injetada na rede no período fora de ponta de 97.207,85 kWh. Esse saldo, para abater o consumo do período de ponta, deve ser submetido ao fator de ajuste. Aplicando o fator de ajuste FP/P de 0,66 neste exemplo, têm-se 64.139,94 kWh de créditos a serem utilizados para abater o consumo do posto tarifário de ponta. Como esse valor é bem superior ao consumo no horário de ponta do mês de abril/2015, ainda haverá créditos acumulados a serem utilizados em faturamento posterior que normalizados para o posto tarifário fora de ponta corresponde a 74.001,33 kWh. Dessa forma, a única cobrança na fatura seria a demanda contratada

considerada em 300 kW, o que resulta em uma grande diferença quando se paga as devidas taxas do faturamento.

A partir da observação dos 12 meses de faturamento, somente no mês de março de 2016 que não há créditos suficientes de energia excedente no horário fora de ponta para abater o consumo no horário de ponta, após a devida aplicação do fator de ajuste. A diferença a ser cobrada em horário ponta é 9.311,31 kWh. Portanto, é necessário usar dos créditos acumulados fora ponta aplicando o devido fator de ajuste novamente. No final desse período de compensação, haveria ainda 737.723,32 kWh de créditos acumulados no horário fora ponta que poderiam ser utilizados em faturamentos de anos posteriores, respeitando o prazo de validade de 60 meses.

A fim de comprovar a viabilidade do projeto durante todo o período do investimento, foi considerado que nos próximos 30 anos, representando o tempo de vida útil da planta heliotérmica, o valor anual gasto com as faturas de energia sofre um aumento de 3% ao ano, assim como o valor da tarifa da demanda contratada. Tomando como base o ano de 2015, onde foram pagos R\$ 972.329,84 e acrescentando o aumento de 3% ao ano nesse valor, é possível ter uma resposta aproximada do retorno do investimento. A Fig. 6 mostra dois cenários diferentes: a parte inferior representa os custos com a utilização da planta heliotérmica de 2MW e a parte superior representa os custos numa projeção sem a planta heliotérmica. Observa-se que o custo total de instalação da planta heliotérmica representa o maior valor, próximo dos R\$ 26 milhões (cotação dólar 15/02/2017 @ R\$ 3,067). Em seguida, os custos de operação e manutenção são maiores comparados ao custo pago da demanda contratada como valor da fatura de energia no cenário com a planta heliotérmica. Já no cenário de uso de energia elétrica da rede pública (parte superior), o maior valor pago, em 2044, seria R\$ 2,29 milhões representando o total das faturas mensais.

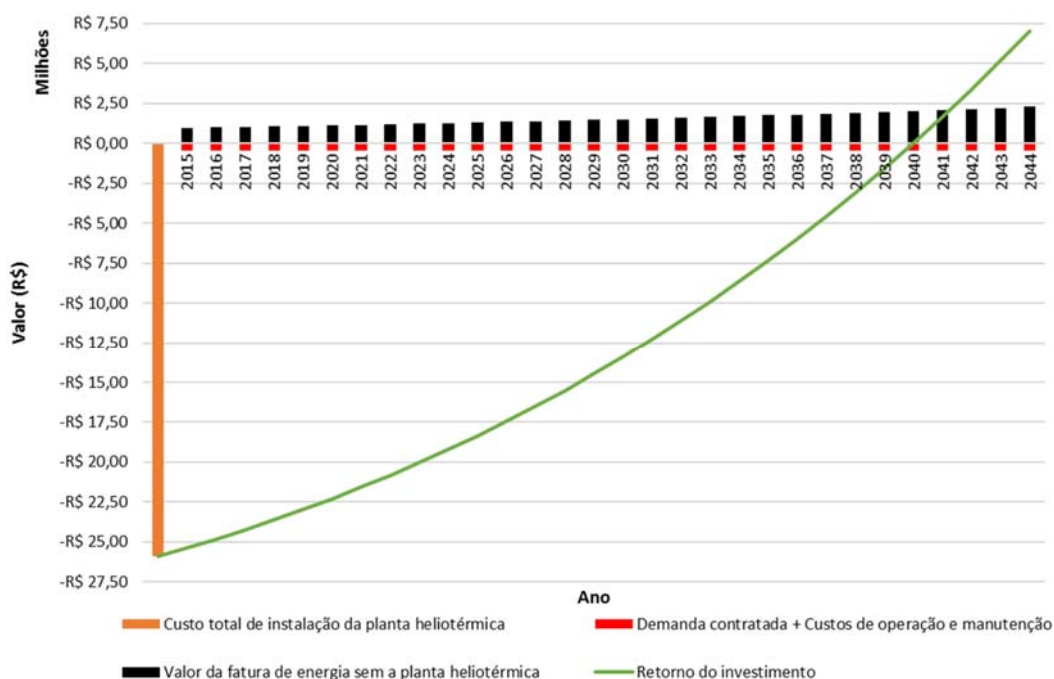


Figura 6. Compensação do investimento da planta heliotérmica de 2MW.

Nesse âmbito de comparações entre os dois cenários, o retorno de todo o investimento na planta heliotérmica ocorreria no ano de 2040, o equivalente a 26 anos após a instalação da planta. Em termos econômicos, em 2044, quando deverá ser feita uma restauração na planta, seria economizado cerca de R\$ 7 milhões. Portanto, a longo prazo, o projeto de geração de energia elétrica por uma planta heliotérmica de 2MW no CEUNES seria viável economicamente.

7. Conclusões

Neste estudo, um modelo de planta heliotérmica de calhas parabólicas com capacidade de 2MW foi projetado para ser instalado no Centro Universitário Norte do Espírito Santo, localizado em São Mateus – ES, a fim de compensar o consumo de energia elétrica desse campus da Universidade Federal do Espírito

Santo. Os resultados indicaram que cerca de 2.650 MWh de energia seriam gerados anualmente, considerando-se a variação sazonal da energia solar na região. Essa quantidade seria o suficiente para abater todo o consumo do CEUNES anualmente, restando ainda créditos que poderiam ser utilizados em faturamentos posteriores.

Dentro de uma análise de viabilidade econômica, conclui-se que a implementação do projeto é viável a longo prazo. Considerado os 30 anos de vida útil, o valor pago no cenário de geração heliotérmica seria compensado 26 anos após a implementação do projeto comparado com o que seria gasto com o consumo na rede pública. Ao final do projeto, seriam economizados cerca de R\$ 7 milhões. Além disso, os créditos acumulados anualmente não seriam utilizados e, portanto, esse valor economizado pode se tornar ainda maior se os créditos forem utilizados em outras unidades da Universidade Federal do Espírito Santo onde a Escelsa faz a distribuição da energia elétrica. Esse sistema de compensação é denominado pela ANEEL de autoconsumo remoto.

Diversos estudos mostram que o Brasil tem potencial para a implantação de plantas heliotérmicas. Geralmente, os requisitos são encontrados em diversos lugares, principalmente na região Nordeste onde os valores superam a exigência. Portanto, estudos em universidades localizadas na região Nordeste podem apresentar um grande potencial de geração de energia elétrica proporcionando uma redução de custos maior do que a encontrada neste trabalho. O que se espera é algum tipo de incentivo governamental, de forma a viabilizar a inserção da energia solar na matriz elétrica. O custo da geração heliotérmica, embora esteja decrescendo, ainda continua alto comparado à geração convencional. Neste estudo, o custo por capacidade instalada com a geração heliotérmica foi estimado em cerca de USD 4.230/kW, enquanto que a hidrelétrica está em torno de USD 1.300/kW.

Vale ressaltar que a implementação desse tipo projeto contribuiria para a sustentabilidade energética do Brasil. Além disso, a proposta também apresentaria caráter social e inovador, mostrando que as universidades brasileiras estão preocupadas com as questões ambientais e, assim, contribuindo com um exemplo disciplinar para o país.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Engenheiro Eletricista Thiago Maciel Viana por disponibilizar os dados de consumo de energia elétrica do Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES.

Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de informações de geração*. Capacidade de geração do Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/>>. Acesso: 05 de maio de 2017. 2017a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Geração distribuída*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>>. Acesso: 17 de fevereiro de 2017. 2017b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2016.

Bllamas, J.; Bullejos, D.; Barranco, V.; Adana, M. R. *World location as associated factor for optimal operation model of Parabolic Trough Concentrating Solar Thermal Power Plants*. In: Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016 IEEE 16th International Conference on. Florence, Italy, 2016.

CEUNES, Relatório de Gestão do CEUNES. *Relatório de Gestão do CEUNES: Exercício 2015*. Disponível em: <<http://www.ceunes.ufes.br/direção>>. Acesso: 12 dezembro 2016.

CNMC – Comisión Nacional de la Energía de España. *Información básica de los sectores de la energía 2014*. Madrid: CNMC, 2014.

Corgozinho, I. M.; Martins, J. H. N.; Corgozinho, A. A. *Modelo de simulação de uma planta solar-elétrica utilizando o software Trnsys*. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional 2016: ano base 2015*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 292p.

GREENPEACE. *[R]evolução Energética: cenário brasileiro 2013*. Greenpeace Internacional, Conselho Europeu de Energia Renovável (Erec), 2016.

IEA – International Energy Agency. *Technology roadmap: concentrating solar power*. Paris, France: IEA, 2010.

IRENA – International Renewable Energy Agency. *Concentrating solar power*. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, v. 1, Power Sector. United Arab Emirates: IRENA, 2012.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2014*. Edição de junho de 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso: 15 de maio de 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Aneel altera regras para estimular geração distribuída em universidades*. Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso: 10 de abril de 2017.

Montes, M. J.; Abánades, A.; Martínez-Valb, J. M.; Valdés, M. *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors*. *Solar Energy*, v. 83, n. 12, p. 2165-2176. Madrid, Spain, 2009.

NREL, 2017. *SAM's help system*. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download>>. Acesso: 10 de fevereiro de 2017.

Penafiel, R. A. S. *Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Híbridação*. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011. 202p.

Schaeffer, R.; Szklo, A. S.; Soria, R.; Cuna, D. *Projeto de Pesquisa da COPPE/UFRJ sobre Políticas de Incentivo para Energia CSP no Brasil*. Rio de Janeiro, 2011.

Staley, B. C.; Goodward, J.; Rigdon, C.; Macbride, A. Juice from concentrate: reducing emissions with concentrating solar thermal power. *World Resources Institute*. Washington, D. C., 2009.