



GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO TÉRMICA - GGT

ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UMA PLANTA TERMO SOLAR DO TIPO CALHA PARABÓLICA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL ATRAVÉS DO SOFTWARE “SYSTEM ADVISOR MODEL – SAM”

**DOUGLAS HENRIQUE DUQUE SILVA (1)*; ALCIDES CODECEIRA NETO (1) (2)
UNIVERSIDADE DE PERNAMBUCO (1); COMPANHIA HIDRO ELETRICA DO SAO FRANCISCO (2)**

RESUMO

O trabalho proposto consiste na análise da viabilidade de implantação de uma planta termosolar do tipo calha parabólica, no Nordeste do Brasil através do software “System Advisor Model – SAM”, foram selecionadas as cidades de São João do Piauí, São José do Belmonte e Bom Jesus da Lapa. Realizou-se diversas simulações e otimizações das variáveis de múltiplo solar, ângulo de azimute e ângulo de inclinação, para obter o menor custo nivelado de energia e verificar a viabilidade da implantação do sistema, analisando a geração de energia, fator de capacidade, razão de desempenho e custo total em investimento, considerando a vida útil das plantas de 30 anos.

PALAVRAS-CHAVE

Termosolar, System Advisor Model – SAM, Heliotérmica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro, nos últimos anos, passou por várias transformações estruturais, principalmente com o objetivo de fortalecer a política energética nacional e atender ao crescimento socioeconômico da sociedade. Neste contexto a Agência Nacional de Energia Elétrica, divulgou o Projeto Estratégico da Chamada Pública 019/2015, com o tema: “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”, a fim de estudar as energias heliotérmicas, internacionalmente conhecidas como CSP (*Concentrated Solar Power*), que se encontram em processo de expansão no âmbito mundial. Esta tecnologia tem como principais vantagens a opção de armazenar o calor, e assim gerar eletricidade e/ou calor de processo, mesmo quando da ausência da irradiação solar. Essa associação da tecnologia heliotérmica com armazenamento térmico contribui para uma maior estabilidade de curto prazo na geração de energia, aumentando o fator de capacidade e despachabilidade da planta heliotérmica [1]. Com isso, é de suma importância à análise da viabilidade de implantação desta tecnologia na matriz energética brasileira, com o intuito de propor medidas para a expansão da tecnologia de concentração solar no Brasil, propondo à matriz energética brasileira mais uma forma de geração de energia elétrica, e ainda, desenvolver a capacitação de pessoal para realizar a operação de plantas desta natureza, assim como, o desenvolvimento industrial para tecnologia CSP no Brasil.

Este Informe Técnico apresenta os resultados da simulação realizada via *software* SAM de uma planta de concentração solar, tipo calha parabólica, com geração direta de vapor, e que perante a um Ciclo Rankine, permite aproveitar a energia solar para produzir energia elétrica. Foram realizadas simulações para 03 (três) cidades pré-definidas que são as cidades de São João do Piauí (PI), São José do Belmonte (PE) e Bom Jesus da Lapa (BA), ambas na região nordeste do Brasil, sendo a escolha dessas cidades baseada no fato dos seus dados encontrarem-se disponíveis na base de informações do SAM, no padrão TMY. No que tange aos custos e parâmetros financeiros, como no Brasil não existem políticas específicas para a geração de energia através da tecnologia de concentração solar, neste Informe optou-se por adotar os parâmetros fornecidos pelo *software* SAM juntamente com os dados fornecidos pela planta de referência do tipo calha parabólica para modelagem de custos com o SAM proposto por TÜRCHI (2010) e pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos, do inglês *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, através do *software* SAM (2017) [2].

2.0 - TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA

O Termo *Concentrating Solar Power* (CSP) ou comumente conhecido como Geração Heliotérmica, ao contrário da geração fotovoltaica, é a tecnologia onde a energia solar é convertida primeiramente em energia térmica, para

(*) Travessa Pedro Gomes, n° 859, Apto 203, CEP 68371-105, Altamira, PA, – Brasil.

depois ser convertida em eletricidade. O primeiro passo, portanto, consiste na utilização de espelhos para concentrar a irradiação direta solar em um ponto focal, onde está um receptor por onde passa um fluido absorvedor (óleos sintéticos, sal fundido ou vapor d'água). Posteriormente, os fluidos aquecidos são expandidos diretamente através da turbina (no caso do fluido de transferência de calor ser igual ao fluido de trabalho da turbina), ou aquecem outro fluido que irá ser expandido [3]. Nesse ponto, o processo já é bastante similar ao de uma termelétrica convencional que utiliza um conjunto turbina-gerador. A grande vantagem deste sistema é que há a possibilidade de armazenamento térmico, sendo possível que mesmo em dias nublados, que bloquearia os raios solares, e ainda, após o pôr do sol, é possível continuar a geração de energia por um determinado período de tempo. As tecnologias CSP são classificadas de acordo com seu foco e com o seu tipo de receptor, existindo quatro principais tipos de tecnologias CSP para a produção de energia, que são basicamente: cilindro parabólico, linear Fresnel, torre de receptor central e prato parabólico.

3.0 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O MÉTODO DE ANÁLISE

3.1 - Software “System Advisor Model – SAM”

O SAM é um *software* livre que realiza a modelagem do desempenho físico e financeiro de plantas solares. Desenvolvido em 2005 pelo *Sandia National Laboratory* juntamente com o Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos – NREL, no início foi utilizado internamente pelo Departamento de Energia Solar dos Estados Unidos para a análise de sistemas com a finalidade da melhoria da tecnologia solar naquele país e em seguida com a finalidade de facilitar a tomada de decisões para as pessoas envolvidas na indústria de energia renovável, desde os fabricantes, desenvolvedores de projetos, aos projetistas e estudantes que fazem uso do *software* para projetar e experimentar projetos com diferentes estruturas verificando se o modelo de planta solar atende às suas necessidades de modelagem. Sendo neste Informe Técnico utilizada a versão 2018.11.11., sendo esta a mais recente fornecida pelo NREL durante as simulações.

3.2 - Simulação – Tecnologia CSP Calha Parabólica

A proposta da simulação é apresentar a reprodução via *software* SAM de uma planta CSP tipo calha parabólica com geração direta de vapor, e que perante a um ciclo Rankine, permite aproveitar a energia solar para produzir energia elétrica. Como forma de simplificação a planta solar será sem backup e com autonomia de armazenamento de 9h, com a finalidade de verificar a melhor localização no semiárido nordestino para a implantação desse tipo de planta solar e como se comporta as etapas do processo de conversão no sistema para que se obtenha a maior produção com o menor custo de energia.

A metodologia adotada é baseada na escolha de 03 (três) cidades do nordeste brasileiro, onde foi realizada a simulação no *software* SAM em cada uma delas, com e sem otimizações de dados, sendo cada uma dessas simulações divididas em blocos conforme o fluxograma apresentado na Figura 1, de acordo com a dependência hierárquica da entrada dos dados no *software* SAM.

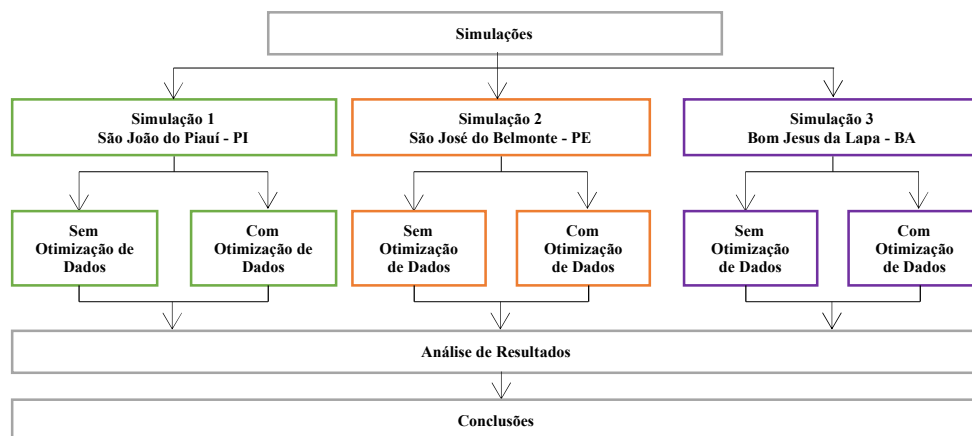


Figura 1. Fluxograma de Simulação.

Para a escolha da tecnologia CSP tipo calha parabólica foi analisada a consolidação do mercado, visto que é a tecnologia mais antiga utilizada, desde 1980, e empregada em larga escala, de forma limpa, madura e com ampla evolução histórica, e que possui o investimento de menor risco dentre as quatro famílias de tecnologias, conforme [4] e [5].

No que tange a escolha da localização, foram definidas as cidades de São João do Piauí (PI), São José do Belmonte (PE) e Bom Jesus da Lapa (BA), ambas na região nordeste do Brasil, sendo a escolha dessas cidades em virtude dos seus dados encontrarem-se disponíveis na base de informações do SAM, no padrão TMY, e ainda, por serem de procedência razoavelmente confiável, já que para a elaboração do arquivo em TMY, o NREL realizou medições meteorológicas com intervalos horários, ao longo de muitos anos, fornecendo os índices de radiação, ventos, temperatura entre outros, com bastante precisão.

Para a definição dos componentes da usina CSP, foi escolhido como fluido de trabalho do sistema o Therminol VP-1, um óleo sintético que oferece um amplo intervalo de temperatura de operação e uma transferência de calor uniforme, tendo assim uma boa eficiência de conversão [6]. O coletor utilizado foi o modelo *Solargenix SGX-1*, que é o mesmo usado na planta *Nevada Solar One*, localizada nos Estados Unidos [6]. O receptor da simulação foi o modelo *Schott PTR70*, sendo sua escolha baseada no alto coeficiente de eficiência, possuindo ainda baixas perdas térmicas além de ser muito utilizado no mercado CSP, principalmente nas plantas *Andasol I e II*, localizadas na Espanha [7]. Ao que confere ao ciclo de potência, neste Informe Técnico a planta simulada tem uma potência bruta de 33 MWe com fator de conversão fornecido pelo software de 0.9, possuindo assim uma potência líquida de 30 MWe. O valor adotado para a potência do sistema foi escolhido em função de haver incentivos fiscais para plantas de até 30MW, conforme consta em [8] que estabelece descontos no uso da rede, através da redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) sendo de 80% nos 10 primeiros anos e de 50% nos anos subsequentes. Além disso, a maioria das plantas construídas na Califórnia na década de 80 foram de 30 MW, de forma que a análise é facilitada por haver bibliografia disponível com esta capacidade de instalação [5]. E os dados complementares do ciclo de potência foram baseados em plantas solares em operação e as citadas por TURCHI [9] que é a referência para as plantas solares que utilizam a tecnologia calha parabólica. No que tange ao armazenamento térmico, foi escolhido o armazenamento direto com 9 horas de armazenagem térmica. A escolha do tipo de armazenamento foi definida em função de diminuir a quantidade de custos incidentes na planta, já que o armazenamento térmico indireto possui uma estrutura mais complexa necessitando de mais componentes estruturais, principalmente trocadores de calor, no bloco de armazenamento térmico.

Os principais parâmetros para o cálculo das perdas parasitas utilizados neste projeto foram baseados na biblioteca de dados do NREL e seu manual de referência [10]. Já para a degradação do sistema, foi considerado, conforme cita a Empresa de Pesquisa Energética – EPE [11], que a vida útil mínima prevista de uma usina heliotérmica é de 25 anos, e que segundo informações de fornecedores de equipamentos e consultores, considerando os critérios de O&M adequados para este tipo de instalação, consideram que a degradação da planta é desprezível nesse período, não sendo esperadas perdas significativas de rendimento e de desempenho dos materiais como espelhos e tubos absorvedores. Em virtude disso, foi aplicada uma taxa de degradação de 0,5% a partir do ano 26. Para os valores de custos diretos, indiretos e de operação e manutenção foram baseados conforme manual de referência utilizado pelo NREL para o SAM [10] e na planta de referência mundial do tipo calha parabólica [8]. E para a análise dos parâmetros financeiros deste projeto foi fixada uma Taxa Interna de Retorno ou *Internal Rate of Return - IRR*, pois não temos parâmetros e estudos suficientes para comprovar o preço de energia gerada em uma usina CSP, de forma que teremos o preço de Acordo de Compra e Venda por kWh necessário a atender o retorno de capital investido no sistema. E ainda, foi especificada uma porcentagem da dívida, ou seja, o tamanho da dívida como uma fração do custo instalado ajustando a contabilização dos custos e taxas do projeto, visto que no Brasil não há legislação específica que trata de incentivos a serem aplicados em processos CSP, o conjunto destes dados modelados foram baseados em alguns valores padrões do SAM, e ainda, os propostos por [9] e por [12].

Para complementar, foram realizadas 03 (três) otimizações de dados para se obter o maior fator de capacidade (FC) com o menor custo nivelado de energia (LCOE) ao modelo da planta. A primeira otimização utilizou como base o múltiplo solar (MS), pois o valor do MS influencia diretamente no LCOE que é a relação entre os custos totais ao longo da vida econômica do projeto e a geração esperada, expresso em termos de valor presente equivalente [13]. Para isso, ao selecionar cada uma das localizações e preencher o valor da potência do sistema em 30MW, o software ofereceu um valor de 1,720 para o MS. Sendo que, como forma de obter o menor LCOE, foi realizada a simulação paramétrica entre uma faixa de valores de múltiplo solar (1,0 a 2,0), variando em 0.005, em que foram encontrados os valores otimizados de MS de forma que fosse obtido o menor custo nivelado de energia. A segunda otimização de dados teve como base a influência do ângulo de azimute nas plantas, na qual foi realizada a simulação paramétrica para obter o melhor valor do ângulo de azimute do coletor para alcançar o menor LCOE, sendo o ângulo de azimute utilizado com taxa de variação de -180 a 180 graus e incrementos de 2°. Por fim, na terceira otimização foi analisado o ângulo de inclinação, onde foi realizada a simulação paramétrica de forma a alcançar o melhor valor para o ângulo de inclinação do coletor e obter o menor LCOE, com taxa de variação de -90° a 0°, e incrementos de 1°, tal faixa foi escolhida em função de que a localização encontra-se no hemisfério sul. Dessa forma, é possível a partir da definição de todas as variáveis necessárias à simulação, conforme a hierarquia de dados do software, apresentar o consolidado das principais variáveis de entrada utilizadas, otimizadas e não otimizadas, de forma a ficar mais clara a observação desses parâmetros (ver Tabela 1).

Tabela 1 - Resumo dos Parâmetros das Simulações

PARÂMETROS DAS SIMULAÇÕES				
VARIÁVEL GERAL	VARIÁVEL ESPECÍFICA	SIMULAÇÃO 1	SIMULAÇÃO 2	SIMULAÇÃO 3
Tecnologia	Tipo	Calha Parabólica		
Localidade	Cidade	São João do Piauí – PI	São José do Belmonte (PE)	Bom Jesus da Lapa (BA)
Dados Climatológicos	Temperatura Média	27,4 ° C	25,7 ° C	26,0° C
	Radiação Solar Global (kWh/m²/ano)	2.273,95	2.284,90	2.314,10
Campo Solar	Múltiplo Solar	1,720 (Sem Otimização) 1,985 (Com Otimização)		
	Subseções de Coletores e Espaço das fileiras de Coletores	04 subseções e 15 m		
	Inclinação do Coletor	12° (Sem Otimização) e 0° (Com Otimização)		
	Azimute do Coletor	4° (Sem Otimização) 2° (Com Otimização)	4° (Sem Otimização) 0° (Com Otimização)	4° (Sem Otimização) 0° (Com Otimização)
	Fluido de Trabalho	Therminol VP-1		
Coletor	Tipo de Coletor	Solargenix SGX-1		
	N° de módulos por montagem	12		
Receptor	Tipo	Schott PTR70		
Ciclo de Potência	Potência Bruta	33,33 MWe		
	Fator de Conversão	0,9		
	Potência Líquida	30 MWe		
	Eficiência de Conversão do Ciclo	0,3774		
Armazenamento Térmico	Carga de Armazenamento	9 horas		
	Fluido de Armazenamento	Therminol VP-1		
Parâmetros Financeiros	Taxa de TIR	15 %		
	Ano alvo do TIR	25 anos		
	Período de Análise	30 anos		
	Taxas federais	29,95 % ao ano		
	Taxa de imposto sobre a propriedade	3 % ao ano		
	Amortização	25 anos		
	Taxa Inicial de Dívida ou Adiantamento	2,75 % do débito total		
	Taxa Inicial de Financiamento	2,75 % do principal		

4.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após a especificação dos dados da Tabela 1 nos parâmetros de entrada do *software* SAM, foram realizadas simulações para cada uma das localidades definidas, nas situações com otimização e sem otimização de variáveis, obtendo para as propriedades mais específicas os resultados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Resultados das simulações de acordo com a localização definida.

PROPRIEDADE	SIMULAÇÕES					
	SIMULAÇÃO 1		SIMULAÇÃO 2		SIMULAÇÃO 3	
	SEM OTIMIZAÇÃO	COM OTIMIZAÇÃO	SEM OTIMIZAÇÃO	COM OTIMIZAÇÃO	SEM OTIMIZAÇÃO	COM OTIMIZAÇÃO
Produção anual	117,669 GWh	132,652 GWh	111,461 GWh	133,383 GWh	132,302 GWh	143,506 GWh

(Ano 1)						
Razão de Desempenho	90,6 %	91,2 %	90,7 %	91,2 %	91,0%	91,5 %
FC (Ano 1)	44,8 %	50,5 %	44,7 %	50,8 %	50,3 %	54,6 %
Preço PPA (nominal)	37,45 ¢/kWh	36,20 ¢/kWh	37,51 ¢/kWh	36,01 ¢/kWh	33,35 ¢/kWh	33,50 ¢/kWh
Preço PPA (real)	27,59 ¢/kWh	26,67 ¢/kWh	27,64 ¢/kWh	26,53 ¢/kWh	24,57 ¢/kWh	24,68 ¢/kWh
LCOE (nominal)	36,61 ¢/kWh	35,39 ¢/kWh	36,68 ¢/kWh	35,20 ¢/kWh	32,61 ¢/kWh	32,74 ¢/kWh
LCOE (real)	26,98 ¢/kWh	26,07 ¢/kWh	27,02 ¢/kWh	25,93 ¢/kWh	24,03 ¢/kWh	24,13 ¢/kWh
Valor Presente Líquido	\$ 6.830.886,00	\$ 7.505.550,00	\$ 6.830.953,00	\$ 7.505.315,00	\$ 6.826.188,00	\$ 7.502.065,00
TIR no final do projeto	15 %	15 %	15 %	15%	15%	15 %
Área	285 acres	332 acres	285 acres	332 acres	285 acres	332 acres
Total de custos em investimentos	\$ 251.977.024,00	\$ 276.106.112,00	\$ 251.977.024,00	\$ 276.106.112,00	\$ 251.977.024,00	\$ 276.106.112,00
Custo total por capacidade líquida	\$ 8.400,07/ KW	\$ 9.204,46/ KW	\$ 8.400,07/ KW	\$ 9.204,46/ KW	\$ 8.400,07/ KW	\$ 9.204,46/KW
Múltiplo Solar	1,720	1,985	1,720	1,985	1,720	1,985
Fluido de Armazenamento	Therminol VP-1					
Volume de Fluido de Armazenamento	15538,1m³					

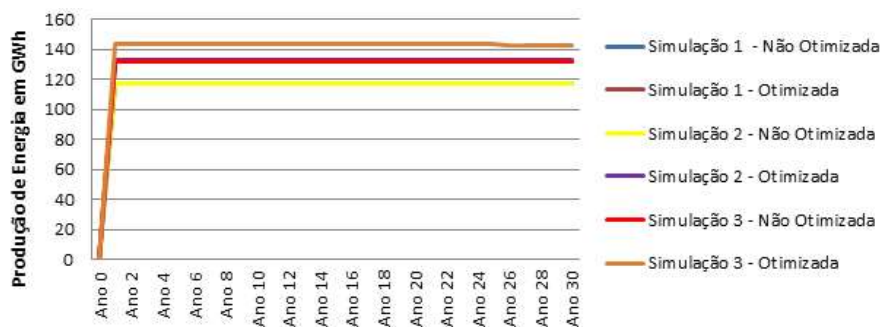
Diante da Tabela 2 que apresenta os resultados das simulações realizadas nesse Informe Técnico, pode-se concluir que no quesito:

4.1 - Geração de Energia

Considerando-se a produção anual de energia no ano base 1, a simulação que apresentou o melhor resultado de geração de energia foi a Simulação 3, realizada para a cidade de Bom Jesus da Lapa - BA, com ângulo de azimute igual a 0°, ângulo de inclinação no valor de 0° e múltiplo solar igual a 1,985, sendo esses dados otimizados via software SAM e assim obtendo-se um valor de produção de energia aproximado de 143,506 GWh, seguido da Simulação 2, na qual também foi utilizado ângulo de azimute em 0°, ângulo de inclinação igual a 0° e múltiplo solar de 1,985, obtendo-se um valor de energia aproximadamente igual a 133,382 GWh, e ainda, o pior valor encontrado em produção de energia ficou com a Simulação 2, com dados não otimizados, usando ângulo de azimute de 4°, ângulo de inclinação em 12° e múltiplo solar de 1,720, obtendo a pequena quantia de energia, se comparado aos outros valores das simulações, igual a 111,461 GWh. Sendo assim, a melhor planta em questão de geração de energia foi a simulada para a cidade de Bom Jesus da Lapa – BA, com variáveis otimizadas e armazenamento de 9h.

Pode-se ainda analisar o fluxo de geração de energia no período de vida útil das plantas simuladas, período esse de 30 anos, conforme Gráfico 1, em que é possível perceber que as plantas possuem um decaimento de produção de energia em função da degradação aplicada, que ao ser aplicada uma taxa de 0,5% a partir do ano 26, pode-se concluir que a Simulação 3, realizada em Bom Jesus da Lapa – BA utilizando otimização de variáveis, obteve produção de energia sempre superior a todas as outras plantas simuladas. Sendo assim, no quesito produção de energia anual e produção de energia total em 30 anos, conclui-se que a planta simulada para a cidade de Bom Jesus da Lapa – BA obteve os melhores resultados.

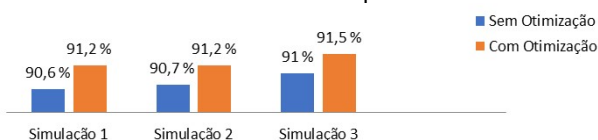
Gráfico 1 - Produção de Energia no período de vida útil de 30 anos.



4.2 - Razão de Desempenho

Analizando a razão de desempenho do sistema, que é uma estimativa da relação entre a energia elétrica fornecida à rede e a produção bruta do ciclo de energia, sendo muito utilizado para cálculos relacionados à capacidade da usina, incluindo o custo total estimado por valor de capacidade líquida e o fator de capacidade relatado nos resultados, conclui-se que o melhor valor encontrado foi para a Simulação 3 com variáveis otimizadas (91,5%) e da Simulação 2 com variáveis otimizadas (91,2%). No entanto os valores para as outras simulações ficaram muito próximos, mostrando que as perdas nas simulações realizadas foram bem parecidas em termos de quantidade, conforme pode ser verificado no Gráfico 2

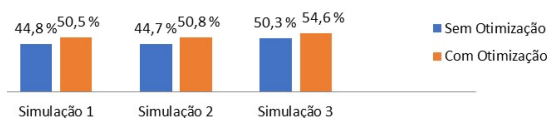
Gráfico 2 - Razão de desempenho do sistema



4.3 - Fator de Capacidade

No que tange ao fator de capacidade no Ano base 1, que é a quantidade de energia produzida efetivamente pela usina em um determinado período de tempo em função da sua capacidade máxima de produção no mesmo período, o melhor valor encontrado, conforme o Gráfico 3, foi para a Simulação 3, com variáveis otimizadas, sendo o valor encontrado em torno de 54,60% e da simulação 2, no valor de 50,8%, também com variáveis otimizadas, levando a conclusão de que as variáveis otimizadas influenciaram na relação entre a energia produzida em função da capacidade máxima de produção.

Gráfico 3 - Fator de capacidade no Ano base 1

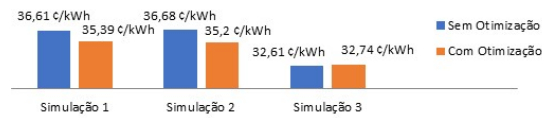


Porém, vale salientar que o fato das plantas simuladas possuírem armazenamento térmico, fez com que o valor do Fator de Capacidade tenha sido elevado se comparado a uma planta sem otimização de variáveis e sem armazenamento, já que o armazenamento térmico fornece a possibilidade da planta CSP gerar eletricidade nos períodos em que não há radiação solar direta, ou seja, no período noturno. Soma-se a isso, a possibilidade de um significativo avanço tecnológico dos materiais e equipamentos utilizados em CSP, como espelhos, receptores, e na estrutura das instalações, além da escolha de locais com altos índices de radiação solar direta, como exemplo, as cidades de Petrolina e Belo Horizonte, com isso poder-se-á tornar melhor o fator de capacidade desta tecnologia.

4.4 - Custo Nivelado de Energia (LCOE)

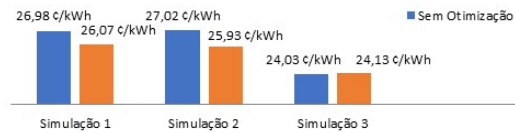
Nesse Informe Técnico foram utilizados para análise os valores de LCOE real e nominal, independente do tempo de análise. Com isso, o software mostrou conforme o Gráfico 4 os valores nominais para o LCOE das plantas simuladas nesse Informe Técnico. Analisando os resultados apresentados pode-se concluir que os melhores valores nominais de custo nivelado de energia foram para a Simulação 3, realizada para a cidade de Bom Jesus da Lapa – BA, ou seja, a recuperação dos custos de investimento, construção e operação é mais rápido se comparado as outras simulações.

Gráfico 4 - Custo nivelado de energia nominal das plantas simuladas



Analisando o Gráfico 5, no qual são apresentados os valores do LCOE real, sendo esse valor constante em dólar e ajustado pela inflação, sendo no caso desse Informe Técnico aplicado o valor de 3,75% referente a inflação acumulada no ano de 2018. Conclui-se também que mesmo aplicando a inflação no cálculo do custo nivelado de energia, a Simulação 3, sem e com otimização de dados, obteve valores favoráveis na faixa dos 24,00 ¢/kWh, se comparado a Simulação 1 e 2 que obteve valores entre 25,93 e 27,02 ¢/kWh.

Gráfico 5 - Custo nivelado de energia real das plantas simuladas



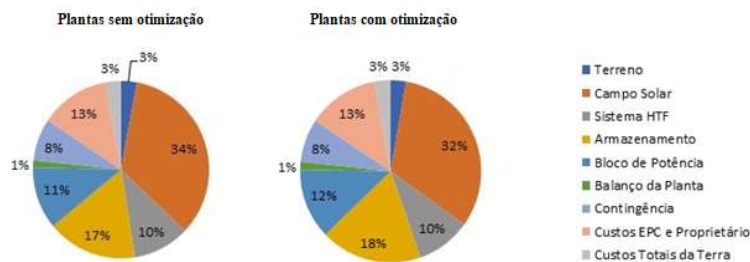
É importante destacar que o LCOE mostrou-se menor para a Simulação 3, pois a produção de energia na simulação com variáveis otimizadas foi a maior produção dentre as simulações realizadas e com o mesmo custo de investimento total das outras simulações realizadas com variáveis otimizadas. E ainda, dentre as simulações com variáveis não otimizadas, como o custo de investimento inicial total também foi o mesmo e como a Simulação 3 com variáveis não otimizadas também obteve grande produção de energia, se comparada as simulações sem variáveis otimizadas, impactou num baixo LCOE real e nominal.

4.5 - Custos em Investimentos

Outro fator importante para que haja uma alta competitividade da tecnologia CSP, é a busca por esforços para alcançar custos de investimento mais baixos e condições de financiamento favoráveis. Nesse quesito, os custos de investimento tiveram um aumento nas simulações onde foi realizada a otimização das variáveis. Isso ocorreu em virtude do aumento da área de terreno das plantas simuladas.

Na análise da área utilizada, as plantas sem otimização de variáveis ocupam uma área em torno de 115,335 hectares. Já as plantas em que foram realizadas as otimizações das variáveis de múltiplo solar, ângulo de inclinação e ângulo de azimute, obtiveram uma ocupação de área em torno de 134,356 hectares. Percebe-se que a otimização das variáveis gerou um aumento de 19,02 hectares de área, fazendo com que os custos diretos de capital, que variam conforme a área utilizada, custos esse como o Terreno, Campo Solar e Sistema HTF, e ainda os custos indiretos que são aplicados sobre os custos diretos, como exemplo os Custos EPC e Proprietários, os quais correspondem 15% do Custo Direto, e os Custos Totais da Terra, correspondentes a 3,5% do Custo Direto, sofressem um aumento significativo no valor final da planta com variáveis otimizadas. O Gráfico 6 apresenta a composição dos custos nas plantas simuladas.

Gráfico 6 - Composição dos custos em investimentos



Visualiza-se que o percentual sobre os custos diretos com campo solar nas plantas em que foi realizada a otimização de dados foi superior ao percentual dos custos diretos com campo solar das plantas em que não foi realizada a otimização das variáveis. Esse aumento ocorreu em virtude do aumento do valor aplicado ao múltiplo solar que sem otimização era de 1,720 e passou a ser de 1,985 após a otimização dos dados, o que acarretou ainda a um aumento da área de terreno utilizada pela planta. Com isso, esse aumento do múltiplo solar fez com que as plantas com variáveis otimizadas produzissem mais energia se comparada às plantas com variáveis não otimizadas, e influenciando assim a um aumento do percentual dos custos diretos aplicados sobre o bloco de potência da planta. A redução do percentual dos custos nas plantas com otimização foi por que as plantas com

otimização de dados possui um custo total global superior às plantas sem otimização. Porém, em valores aplicados em dólares o custo é igual para ambas as plantas, sendo em torno de \$ 45.702.900,00.

De forma geral, as plantas sem otimização de variáveis necessitam de um custo total em investimento da ordem de \$ 251.977.024,00, ao passo que as plantas com a otimização das variáveis necessitam de um valor global de \$ 276.106.112,00. Essa variação ocorreu, conforme informado anteriormente, em virtude da otimização das variáveis e que influenciou no aumento dos custos diretos de capital e nos custos indiretos que são aplicados sobre os custos diretos. Com isso, foi possível obter o custo total por capacidade líquida de cada uma das simulações realizadas, sendo esse valor para as plantas sem otimização de variáveis igual a \$ 8.400,07/KW e para as plantas com otimização de variáveis igual a \$ 9.204,46/KW.

5.0 - CONCLUSÃO

Esse Informe Técnico realizou uma análise da viabilidade de implantação de uma planta CSP, calha parabólica, no Nordeste do Brasil, através da análise de dados técnicos e econômicos, utilizando o *software* “*System Advisor Model – SAM*”. Para isso, foram definidas as cidades de São João do Piauí (PI), São José do Belmonte (PE) e Bom Jesus da Lapa (BA), ambas na região nordeste do Brasil, para realizar as simulações, sendo sua escolha baseada no fato das cidades possuírem altos índices de radiação solar direta e seus dados encontrarem-se disponíveis na base de informações do SAM, no padrão TMY, sendo de procedência confiável, já que para a elaboração do arquivo em TMY, o NREL realizou medições meteorológicas com intervalos horários, ao longo de muitos anos, fornecendo os índices de radiação, ventos, temperatura entre outros, com bastante precisão.

Os dados utilizados foram selecionados a partir da escolha das cidades de referência, juntamente com os dados fornecidos pela planta de referência tipo calha parabólica para modelagem de custos com o SAM proposto por TURCHI (2010) e pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos. A maior dificuldade encontrada no desenvolvimento deste Informe Técnico foi com relação aos custos e parâmetros financeiros a serem utilizados, visto que no Brasil não há políticas de incentivos neste tipo de geração.

O estudo de avaliação técnica econômica desse tipo geração mostrou que, no quesito produção de energia anual, todas as cidades apresentam boa produção de energia, com destaque para a cidade de Bom Jesus da Lapa, Simulação 3 utilizando variáveis otimizadas, que se sobressaiu produzindo aproximadamente 143,506 GWh no Ano Base 1, sendo esse valor produzido ano a ano até o 25º ano e a partir do 26º ano passou a produzir 142,79 GWh até o tempo médio de vida útil simulada em 30 anos. Essa alta produção de energia anual mostrou que se pode ter um avanço dessa tecnologia no país e que aliada à tecnologia fotovoltaica aumente a produção de energia com baixos custos nivelados de energia, de forma que diversifique e complemente a matriz energética brasileira e torne o Brasil um grande potencial em geração de energia sustentável.

Outro aspecto técnico analisado foi a estimativa da relação entre a energia elétrica fornecida à rede e a produção bruta do ciclo de energia, sendo de grande importância para os cálculos relacionados à capacidade da usina, incluindo o custo total estimado por valor de capacidade líquida e o fator de capacidade relatado nos resultados, com destaque para o melhor valor encontrado na Simulação 3, realizada na cidade de Bom Jesus da Lapa, com variáveis otimizadas, no valor de 91,5%, mostrando que grande parte da energia produzida pela planta é fornecida à rede.

Quanto ao fator de capacidade no ano base 1, o destaque ficou para a Simulação 3, com variáveis otimizadas, realizada para a cidade de Bom Jesus da Lapa obtendo o valor de 54,60%, concluindo que essa simulação obteve a melhor relação entre a quantidade de energia produzida efetivamente pela usina em um determinado período de tempo e a sua capacidade máxima de produção no mesmo período.

A análise dos fluxos de caixa e o valor fornecido pelo software do VPL para cada uma das plantas, verificou-se que os valores de VPL foram praticamente iguais para as plantas simuladas com otimização de variáveis, sendo próximos de \$ 7.505.550,00 e, para as plantas sem otimização de variáveis, o VPL foi próximo de \$ 6.830.953,00. Para o custo nivelado de energia (LCOE), que representa a receita média em dólares por unidade de eletricidade gerada em KWh que seria necessário para recuperar os custos de investimento, construção e operação de uma usina geradora durante a sua vida útil, foi verificado que os melhores valores nominais e reais de custo nivelado de energia foram para a Simulação 3, realizada para a cidade de Bom Jesus da Lapa, ou seja, a recuperação dos custos de investimento, construção e operação é mais rápido se comparado as outras simulações. Porém, por mais que as simulações 1 e 2 apresentaram valores de LCOE real e nominal superiores aos da Simulação 3, estudos preveem que os custos de instalação das usinas CSP e da produção de eletricidade a partir destas centrais diminuam no futuro. Esta expectativa existe devido a curta história da indústria de CSP e seu potencial de crescimento correspondente. Tanto a tecnologia CSP quanto o mercado CSP são jovens, e as novas indústrias têm o potencial de atingir custos mais baixos.

Em face dos resultados para o preço de PPA, as três simulações apresentaram valores condizentes com a situação de o preço PPA ser maior que o custo nivelado de energia para que um projeto seja financeiramente viável, chegando-se a conclusão de que nas três ocasiões os projetos são financeiramente viáveis.

No critério de área utilizada, as plantas sem otimização de variáveis, ocuparam uma área em torno de 115,335 hectares e as plantas em que foram realizadas as otimizações das variáveis de múltiplo solar, ângulo de inclinação e ângulo de azimute, obtiveram uma ocupação de área em torno de 134,356 hectares. Sendo esse aumento de área, em torno de 19,02 hectares, causado pela otimização das variáveis e implicando num aumento dos custos diretos de capital, que variam conforme a área utilizada, e ainda os custos indiretos que são aplicados sobre os custos diretos. Com isso, as plantas sem otimização de variáveis necessitariam de um custo total em investimento da ordem de \$ 251.977.024,00, ao passo que as plantas com a otimização das variáveis necessitariam de um valor global de \$ 276.106.112,00.

O Brasil possui enorme recurso solar para a tecnologia CSP através de altos valores de radiação solar direta que são comparáveis a outros países em desenvolvimento da tecnologia, principalmente nas regiões Norte e Nordeste do país, que estão mais próximas da Linha do Equador. Além disso, possui uma indústria desenvolvida com alto potencial para soluções novas e inovadoras. Entretanto, torna-se necessário o desenvolvimento da tecnologia CSP através de estudos de viabilidade técnica e econômica, de seleção do local e oportunidades de financiamento, que fornecem o escopo básico do projeto a ser implementado no país. Uma vez que o escopo do projeto é estabelecido, inicia-se o principal desafio na matriz brasileira que é o processo de permissão, financiamento e as negociações de contrato. Com isso, torna-se necessário o conhecimento por parte de gestores, empresas e órgãos do setor energético, da viabilidade da tecnologia CSP para que se criem políticas específicas para a geração CSP. A partir dessas políticas, diversos setores industriais passam a se destacar, pois uma usina CSP possui componentes chave produzidos de forma independente. Pode-se citar ainda que com o avanço industrial há o avanço na economia brasileira, já que, as empresas passam a produzir uma quantidade maior de produtos, o comércio aumenta suas vendas, gerando uma maior oferta de empregos e renda para os trabalhadores.

Entretanto, a motivação para investir na tecnologia CSP no Brasil deve ser focada no desenvolvimento de uma nova tecnologia que permita uma operação de despacho durante vários dias em regiões sem instalações hídricas suficientes, aliada ao esforço para reduzir as emissões de gases do efeito estufa sem comprometer o desenvolvimento econômico. Por isso é necessário que o Brasil programe novas tecnologias de aproveitamento solar para a geração de energia elétrica com o intuito de levar a diversas regiões, principalmente as rurais, o acesso à energia solar com baixo custo e, acabando assim, com a exclusão elétrica no país.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NETO, A. C.; SODRÉ, E. A., FILHO, J. B. M. **Tratamento de Dados Solarimétricos – Comparação entre um Método Convencional com o Uso de Redes Neurais Artificiais**. Informe Técnico nº 4425 ao XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2019.
- [2] SILVA, D. H. D., **Análise da viabilidade de implantação de uma planta termo solar do tipo calha parabólica na região Nordeste do Brasil através do software “System Advisor Model – SAM”**. Dissertação de Mestrado na Universidade de Pernambuco - UPE. Recife, 2019.
- [3] MIT. **The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study, 2015**. Disponível em: <<http://www.energy.mit.edu/research/future-solar-energy/>>. Acesso em fevereiro de 2018.
- [4] MILLER, A.; LUMBY, B. **Utility Scale Solar Power Plant: A Guide For Developers and Investors**. Guia de Aplicação, 2012. Disponível em: <<http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/04b38b804a178f13b377fdd29332b51/SOLAR%2BGUIDE%2BBOOK.pdf?MOD=AJPERES>>. Acesso em fevereiro de 2017.
- [5] SolarPACES, Solar Power and Chemical Energy Systems. **CSP Projects Around the World**. Almería, Espanha. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world>>. Acesso em fevereiro de 2017.
- [6] THERMINOL, Heat Transfer Fluids by Eastman. **Therminol VP-1 Heat Transfer Fluid**. Disponível em: <<https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>>. Acesso em fevereiro de 2018.
- [7] SORIA, R. **Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores Heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização**. Dissertação de Mestrado na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2011.
- [8] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em fevereiro de 2018.

- [9] TURCHI, C. **Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM)**. National Renewable Energy Laboratory. United States, 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47605.pdf>>. Acesso em janeiro de 2017.
- [10] SAM, System Advisor Model. **Manual de referência e instruções da versão 2016**. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em março de 2017.
- [11] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Disponível em: <http://bibspi.planejamento.gov.br/bitstream/handle/identem/242/NT_EnergiaSolar_2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em fevereiro de 2017.
- [12] BIANCHINI, H. **Avaliação comparativa de sistemas de energia solar térmica**. Projeto de Graduação na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.
- [13] LODI, C., 2011. **Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada**. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



(1) **DOUGLAS HENRIQUE DUQUE SILVA** possui graduação em Engenharia Elétrica e Mestrado em Tecnologia da Energia pela Universidade de Pernambuco. Atualmente é Perito Criminal Oficial do Estado do Pará. Além disso, possui curso de Especialização em Instalações Elétricas Residenciais e Industriais. Engenharia de Avaliações e Perícias e Licitações e Contratos.

(2) **ALCIDES CODECEIRA NETO** possui MSc e PhD em Engenharia Mecânica pela Cranfield University - Inglaterra, na área de Ciências Térmicas, é Professor da Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco - UPE e Engenheiro do Departamento de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (DRPI) da Chesf.