

DENIS DOS SANTOS SANTIAGO PEREIRA

**O IMPACTO DA FONTE FOTOVOLTAICA NO CUSTO DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada para a obtenção do título de *Magister Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2019

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

P436i
2019

Pereira, Denis dos Santos Santiago, 1991-

O impacto da fonte fotovoltaica no custo de produção de energia elétrica / Denis dos Santos Santiago Pereira. – Viçosa, MG, 2019.

vi, 30f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Orientador: Ian Michael Trotter.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.

Referências bibliográficas: f.27-30.

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Energia elétrica - Planejamento. I. Universidade Federal de Viçosa. Departamento de Economia Rural. Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada. II. Título.

CDD 22 ed. 333.7923

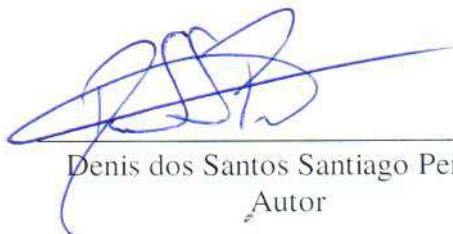
DENIS DOS SANTOS SANTIAGO PEREIRA

**O IMPACTO DA FONTE FOTOVOLTAICA NO CUSTO DE PRODUÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada para a obtenção do título de *Magister Scientiae*.

APROVADA: 29 de julho de 2019.

Assentimento:



Denis dos Santos Santiago Pereira
Autor



Ian Michael Trotter
Orientador

O que fazemos em vida, ecoa pela eternidade!

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter dado as oportunidades necessárias para que eu alcançasse meus objetivos.

À minha noiva Sabrina, pelo apoio, dedicação e amor que foram primordiais para que eu concluísse meu mestrado.

À minha tia Cátia por ter estado comigo no momento mais difícil.

À minha avó Francisca pela criação e por sempre acreditar em mim.

Ao Professor/Orientador Ian Michael Trotter, por ter sido excelente orientador, aconselhando-me quando mais precisava e estando presente em momentos importantes. Ao Professor Joilson de Assis Cabral, por ter aceitado me coorientar e pelos importantes ensinamentos, sugestões e observações.

Aos meus familiares que se empenharam em prestar ajuda e afeto quando necessitei.

Aos meus amigos, que sempre estiveram ao meu lado, me ajudando de inúmeras maneiras.

À Universidade Federal de Viçosa, por toda a infraestrutura cedida e pela grande oportunidade de poder me tornar mestre.

Ao Departamento de Economia Rural por ter me proporcionado todo o conhecimento indispensável para minha formação.

Aos professores que com sabedoria me guiaram pelo vasto mar do conhecimento.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo apoio financeiro imprescindível para que esta etapa acadêmica tenha sido concluída com êxito.

RESUMO

PEREIRA, Denis dos Santos Santiago, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, julho de 2019.
O Impacto da Fonte Fotovoltaica no Custo de Produção de Energia Elétrica. Orientador:
Ian Michael Trotter. Coorientador: Joilson de Assis Cabral.

Devido às crises hídricas ocorridas a partir de 2012, em diversas partes do país, a oferta de água para consumo público e para utilização em setores produtivos como a agricultura e hidrelétricas, tem sido prejudicada de forma significativa. Dessa forma, outras fontes de energia elétrica, principalmente a térmica, têm sido aplicadas a fim de abastecer o sistema elétrico nacional. Sabe-se que a energia advinda de fontes térmicas é onerosa, tanto economicamente como ambientalmente. Portanto, o presente trabalho pretende avaliar o impacto no custo de produção da energia elétrica caso ocorra aumento do uso da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira, já que, o país apresenta grande potencial para este tipo de geração. Irá ser calculado, através de um problema de otimização condicionada, o despacho hidrotérmico no período entre outubro de 2017 e setembro de 2018 em quatro diferentes cenários. Obtém-se resultados expressivos, demonstrando que um pequeno acréscimo da participação da fonte solar gera significativa redução no custo de produção do setor.

ABSTRACT

PEREIRA, Denis dos Santos Santiago, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, July, 2019. **The Impact of Photovoltaic Source on Electricity Production Cost.** Adviser: Ian Michael Trotter. Co-adviser: Joilson de Assis Cabral.

Due to the water crises that have occurred since 2012, in several parts of the country, the supply of water for public consumption and for use in productive sectors such as agriculture and hydropower has been significantly impaired. In this way, other sources of electric energy, mainly the thermal, have been applied in order to supply the national electrical system. It is known that energy from thermal sources is costly, both economically and environmentally. Therefore, the present work intends to evaluate the impact on the cost of production of the electric energy in case there is an increase in the use of the photovoltaic source in the Brazilian energy matrix, since the country presents great potential for this type of generation. It will be calculated, through a conditional optimization problem, the hydrothermal dispatch between October 2017 and September 2018 in four different scenarios. Significant results are obtained, demonstrating that a small increase in the share of the solar source generates a significant reduction in the production cost of the sector.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Problema e sua Importância	3
1.2. Hipótese.....	7
1.3. Objetivos	7
1.3.1. Objetivo Principal.....	7
1.3.2. Objetivos Específicos.....	7
2. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	8
3. REFERENCIAL TEÓRICO	10
4. METODOLOGIA.....	12
4.1. Definição das Variáveis	12
4.2. Problema de Otimização Restrita	13
4.3. Base de Dados	15
5. RESULTADOS	18
6. DISCUSSÃO	23
7. CONCLUSÕES.....	26
Referências	27

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica brasileira é obtida através de diversas fontes, dentre elas a térmica, a eólica, a solar e principalmente a hídrica. Sendo assim, para a manutenção do sistema tenta-se minimizar o custo de geração sujeito a restrição do uso das reservas hídricas, otimizando assim o despacho hidrotérmico. O Brasil possui em seu território grande capacidade de produção de energia elétrica por meio da energia solar. Portanto, o presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto no custo de produção de energia elétrica e no despacho hidrotérmico do aumento na geração por fonte fotovoltaica.

O uso de energia sempre esteve ligado à sobrevivência e evolução da humanidade. Desde o uso do fogo nos primórdios da civilização, a raça humana busca melhores fontes e formas mais eficientes de aquisição de energia. Contudo, a partir da Revolução Industrial a busca se intensificou. Obtenção, manutenção e pesquisa de fontes de energia tornaram-se extremamente influente na competitividade econômica dos países e na qualidade de vida de seus cidadãos. O uso de maquinários para elevar a produção agrícola e industrial, o crescente mercado global, a exigência de transportes mais rápidos e eficientes, somados ao forte crescimento populacional, elevaram o uso de fontes de energia consideravelmente, contudo, tais fontes são, em quase totalidade, recursos não renováveis.

Com o desenvolvimento da ciência e da tecnologia evidenciou-se que o consumo desregulado da energia advinda de fontes não renováveis prejudicou, prejudica e ainda irá prejudicar por anos, o meio ambiente. Evidencia-se dessa maneira, o *trade-off* aparente entre o crescimento econômico e a conservação do meio ambiente. Tomando a perspectiva do mercado global de energia, frente às crescentes preocupações ambientais, revela-se a necessidade de novas fontes de energia que possam ser eficientes e de uso contínuo, exercendo o menor impacto ambiental possível. Assim, o emprego das fontes eólica e solar (fotovoltaica), por exemplo, tem sido amplamente difundido e recomendado.

Tomando como base o setor elétrico mundial, importante gerador de insumo para a cadeia produtiva de diversos produtos, além de importante fornecedor de bem-estar social, nota-se profunda dependência às fontes não renováveis. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica, fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dos 23.086,6 Terawatt-hora (TWh) gerados mundialmente em 2015, aproximadamente 76,2% adivinham de fontes não renováveis, sendo que 10,6% foram obtidos através de geradoras termonucleares. Os 65,6% restantes, são referentes as geradoras termelétricas, cuja produção libera óxidos de enxofre,

óxidos de nitrogênio e dióxido de carbono na atmosfera. Fontes hídricas foram responsáveis pela geração de aproximadamente 16,6%. Nesse cenário, a geração de energia por fontes alternativas (renováveis não hidráulicas) foi de apenas 7,2% do total gerado.

No sistema de geração elétrico brasileiro, nota-se profunda distinção em relação ao cenário mundial. O sistema brasileiro é considerado um sistema hidrotérmico, baseado, principalmente, em geração hidráulica. Tem-se que, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2018, dos 157.112 Megawatts (MW) de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil em 2017, cerca 63,8% são referentes às geradoras hidrelétricas. Porém, dado que se trata de um sistema hidrotérmico, parte da capacidade instalada de geração é referente às usinas termelétricas não-nucleares, mais precisamente 26,5%. Para completar a oferta de energia do país, emprega-se o uso de outras fontes de energia, tais como, usinas nucleares, responsáveis por uma capacidade cerca de 1,3%, usinas eólicas, com cerca de 7,8% e geradores solares, com uma participação de apenas 0,6%.

Dada a capacidade instalada, o mesmo BEN de 2018, apresenta que os 587.962 Gigawatts-hora gerados no Brasil em 2017, podem ser divididos da seguinte forma: 63,1% gerados através de fontes hidráulicas, 24,6% gerados por fontes térmicas, 2,7% gerados através das usinas termonucleares, 7,2% advindos das usinas eólicas e, por fim, 2,5% gerados através de outras fontes, que incluem gás de coqueria, solar e demais fontes renováveis e não-renováveis de menor participação.

Nota-se que, a geração das termelétricas equivale a praticamente um quarto da produção elétrica brasileira. Em contrapartida, menos de um décimo é obtido através de fontes alternativas, fato que poderia ser diferente, dado o grande potencial brasileiro para a produção de energia elétrica através das usinas eólicas (DAMASCENO & ABREU, 2018) e do enorme potencial das usinas fotovoltaicas (DIAS et al, 2017). Embora o crescimento da capacidade instalada e da geração elétrica total das fontes alternativas terem sido bem mais relevantes ao longo da última década, sua pequena participação no total gerado, frente ao grande potencial deste tipo energia em território brasileiro, evidencia má gestão de recursos (DIAS et al, 2017).

Malagueta et al. (2014) ressalta que o potencial remanescente de crescimento hidrelétrico se concentra em regiões ambientalmente sensíveis, levando os planejadores buscarem investimentos em usinas a fio d'água ou aqueles que ocasionam maiores custos ambientais. Analisando o caso de usinas termelétricas, nota-se que o crescimento deste método implica no aumento nas emissões de gases de efeito estufa. Nesse sentido, os autores apontam

a necessidade de analisar o potencial de crescimento de fontes alternativas de geração elétrica no Brasil, incluindo a opção solar.

1.1. Problema e sua Importância

Dado a dependência em relação às hidrelétricas, todo o sistema encontra-se sujeito as aleatoriedades e as sazonalidades do regime de chuvas. O Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por decidir qual fonte geradora será despachada a fim de atender a demanda por energia, a fim de minimizar os riscos de um desabastecimento de energia elétrica, opera as usinas termelétricas em conjunto às hidrelétricas. Embora as termelétricas sejam mais onerosas, aumenta-se seu uso durante períodos críticos de abastecimento hídrico (GOMES et al, 2014). Ainda, as térmicas possuem maior flexibilidade de geração, podendo ser despachadas para atender a demanda marginal por energia.

Como forma de exemplificar, pode-se tomar as precipitações atípicas durante os verões de 2013 e 2014, nas regiões Sul e Sudeste do Brasil (INMET). Devido à escassez, os reservatórios das hidrelétricas encontravam-se em níveis extremamente baixos, deflagrando uma situação crítica no abastecimento de energia elétrica no país (GOMES et al, 2014). Assim, o ONS optou por despachar as termelétricas emergenciais poupando desta maneira a água nos reservatórios para os períodos em que, normalmente, as precipitações são menores (GOMES et al, 2014).

Mesmo que a produção de energia das termelétricas acarrete custos mais elevados, a mesma é necessária para o atendimento à demanda de energia elétrica sem que ocorra o esgotamento dos recursos hídricos nas hidrelétricas. O *trade-off* entre custo de produção e manutenção dos recursos hídricos é importante fator na escolha de como se dará o particionamento da produção de energia elétrica entre fontes térmicas, hídricas e as demais. De acordo com Silva (2001), o gerenciamento da escolha ótima do despacho da energia obtida através das hidrelétricas é de suma importância para evitar o desperdício de energia hídrica que é mais barata e o não abastecimento nos meses subsequentes pela falta de água nos reservatórios.

Em resumo, nos sistemas que possuem a predominância da geração através dos recursos hídricos, ocorre atrelamento do custo com o tempo, ou seja, a decisão de usar o estoque de água

dos reservatórios para gerar energia elétrica interfere tanto no custo imediato (a participação das termelétricas na produção) quanto no custo futuro (possível crise de abastecimento hídrico levando ao maior uso de energia térmica) (BARBOSA et al, 2012). Portanto, modelos que apresentem meios de se otimizar o despacho hidrotérmico são de extrema importância. No curto prazo, tais modelos auxiliam na tomada de decisão sobre quais fontes devem ser despachadas, a fim de melhorar a eficiência do despacho, pois as restrições dos reservatórios são conhecidas e as incertezas em relação às variáveis externas (precipitação pluviométrica, vazão hídrica, variação da demanda por energia, etc) são baixas. À medida que o horizonte de tempo se alonga e as incertezas se tornam maiores, aumentando a complexidade do problema, formas mais precisas e numerosas de previsão são necessárias (DIAS et al, 2010).

O problema de gerenciamento do despacho de energia elétrica em um sistema gerador que apresenta incertezas em relação às decisões a serem tomadas, foi inicialmente proposto por Arrow et al. (1951) em seu trabalho seminal, posteriormente explorado por Bellman (1952) e estudado de maneira extensiva por diversos pesquisadores: Whitin (1955); Veinott Jr (1966); Gallego et al. (1994); entre outros. Pode-se descrever o problema partindo do fato de que a energia elétrica pode ser, virtualmente, estocada em forma de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Pode-se então, aplicar um modelo de controle de inventário estocástico de maneira a se modelar a questão, solucionando-a através dos algoritmos de programação dinâmica, e assim, obter para cada fonte de energia do sistema, uma quantidade ótima de despacho durante cada estágio da produção (GOMES et al. 2014).

O despacho hidrotérmico apresenta ampla discussão ao longo das últimas décadas. Como forma de superar as limitações tecnológicas de sua época, Carvalho e Soares (1987) desenvolveram um algoritmo de escalonamento hidrotermal para influxos determinísticos e, desta forma, permitiram que o problema de despachar as fontes geradoras fosse resolvido de maneira mais rápida e precisa. Com importante contribuição para a solução de problemas de otimização estocástica (como o despacho hidrotérmico), Pereira e Pinto (1991) elaboraram a metodologia *stochastic dual dynamic programming* (SDDP), que baseada nas funções de custo esperadas, realiza uma programação estocástica por pares de funções lineares para obter a solução. Orero e Irving (1998) utilizam algoritmo genético para determinar o despacho horário ótimo dentro de um sistema hidrotérmico de curto prazo. Diniz e Maceira (2008), apresentam revisão das diferentes formas de modelagem da função produção de energia elétrica dentro do sistema hidrelétrico e, também, nova metodologia de modelagem para o despacho hidrotérmico. Dias et al. (2010), utilizam a técnica de programação dinâmica, empregando o algoritmo de

fechos convexos para o planejamento da programação de médio prazo do sistema hidrotérmico. Barbosa et al. (2012), contribui com uma nova abordagem do despacho hidrotérmico de longo prazo utilizando algoritmos genéticos. Por fim, Gomes et al. (2014), através da dinâmica estocástica, apresentam uma política de decisões ótimas de quanto despachar de energia hídrica e térmica em um sistema elétrico.

Sendo assim, é de suma importância apresentar medidas que visem minimizar a participação das geradoras térmicas no despacho hidrotérmico, de modo que ocorra redução de custos, além da manutenção dos recursos hídricos. Nessa perspectiva, Dantas e Pompermayer (2018) afirmam que a integração da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira, pode trazer benefícios consideráveis, pois, aumentará a diversidade de fontes energéticas e possibilitará a economia de água dos reservatórios das hidrelétricas, reduzindo a necessidade do acionamento das termelétricas. Os autores alegam que existem indícios que o custo da energia elétrica, tanto para o produtor, quanto para o consumidor, pode ser reduzido, embora uma análise adicional deva ser realizada.

Em relação as demais fontes de energia, a energia solar é ambientalmente mais vantajosa. Segundo Solangi et al. (2011), a fonte solar deve ser o eixo de qualquer programa sério de desenvolvimento sustentável, pois não exige a destruição de nenhum recurso natural, não emite dióxido de carbono ou qualquer outro gás na atmosfera, gera a possibilidade de recuperação de terras degradadas, melhora a qualidade e a administração dos recursos hídricos, diversifica o fornecimento de energia, acelera a eletrificação rural e não gera nenhum tipo de resíduos sólido ou líquido.

Segundo Dias et al. (2017), o potencial de geração de energia oriunda, diretamente, dos raios solares do país é extraordinário em comparação com outros países. Isto ocorre, graças à radiação solar que o Brasil recebe. Como forma de demonstrar tal potencial, pode-se comparar a irradiação solar do Brasil com a irradiação solar dos países que são as principais lideranças na geração de energia elétrica por meio da fonte solar, como por exemplo, a China que, em 2015, era a principal líder em geração solar, com cerca de 25% do total mundial (EPE, 2018). A China possui em seu território, irradiação entre 949 a 2118 kWh/m² (quilowatts hora por metro quadrado) por ano, enquanto o Brasil possui irradiação entre 1534 a 2264 kWh/m² por ano.

O potencial da energia solar no Brasil é verificado através da literatura. Rosa e Gasparin (2016) apresentam um panorama da energia fotovoltaica em relação a incentivos e obstáculos,

bem como os mais significativos programas para o desenvolvimento das fontes renováveis no país. Partindo de uma abordagem mais técnica-econômica, Miranda et al. (2015), avaliam a implantação de sistemas fotovoltaicos em residências brasileiras, levando em consideração variáveis socioeconômicas, como renda familiar, consumo de energia, entre outras. Dias et al. (2017), analisam o panorama, as perspectivas e os desafios que a geração elétrica por meio solar enfrenta, além de discutir a participação de tal energia na matriz energética do país, tendo como objetivo apresentar os aspectos mais relevantes no contexto econômico.

A geração solar apresentou significativo aumento nos últimos anos, com um crescimento médio de 27,14% no biênio 2014-16. Entre os anos de 2016 e 2017 a geração solar sofreu uma elevação de aproximadamente 40 vezes em sua capacidade instalada, passando de 24 megawatts (MW) em 2016 para 935 MW em 2017 (EPE, 2018). O Banco de Informações de Geração (BIG – ANEEL) informa que em 2019 a capacidade de geração de energia solar integrada ao sistema de geração de eletricidade é de cerca de 2.074 MW (geração centralizada e distribuída). Ainda, em março deste mesmo ano, existem 14 usinas solares em construção e 48 projetos aprovados para construção que não foram iniciados, o que acrescentará 1.731 MW de capacidade, caso todas as obras sejam concluídas.

Portanto, necessita-se averiguar os benefícios reais da integração de energia solar no sistema elétrico nacional para responder às seguintes questões: Qual seria o impacto no custo na produção de energia elétrica caso ocorresse aumento da capacidade de geração por meio de usinas fotovoltaicas no Brasil? Ocorrendo este aumento, qual seria a variação dos impactos ambientais relacionados à produção de energia? Como e de qual maneira tal aumento influenciaria o despacho hidrotérmico brasileiro?

O presente trabalho avalia o acréscimo da participação da fonte solar no setor de produção de energia elétrica brasileiro, de modo a contribuir para a criação de políticas energéticas no país ou melhor aplicação das já existentes. Políticas essas, que visem o incremento dessa fonte na matriz energética como, por exemplo, leilões de energia de reserva que tenham somente produtores de energia solar como fornecedores. Incentivos e investimentos governamentais para a maior inserção da energia solar, reduzindo-se o custo de produção do setor de eletricidade.

1.2. Hipótese

Um aumento na capacidade de geração fotovoltaica na matriz energética brasileira reduzirá o custo e o impacto ambiental relacionados à produção da energia elétrica.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo Principal

- Analisar qual o impacto, em termos de custo, da integração de energia elétrica por meio de geração fotovoltaica no sistema elétrico do Brasil.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar qual será o impacto do aumento da produção de energia elétrica por meio de geração fotovoltaica no despacho hidrotérmico brasileiro.
- Analisar quanto o custo de produção de energia será afetado pelo aumento da geração fotovoltaica.

2. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Energia Solar Fotovoltaica é considerada uma das principais alternativas para obtenção de energia limpa e renovável na atualidade. O desenvolvimento de pesquisas em relação aos materiais utilizados, consumo de energia para a fabricação dos itens necessários, design de dispositivos e eficiência global das células tem impulsionado o crescimento da utilização desta fonte (SAMPAIO & GONZÁLEZ, 2017).

A definição de energia solar fotovoltaica dentro da literatura é a eletricidade obtida diretamente da conversão de energia solar. A conversão da radiação solar em eletricidade ocorre pelo efeito fotovoltaico de materiais conhecidos como semicondutores. Dentre os diversos materiais semicondutores, o mais utilizado é o silício, segundo elemento mais abundante no planeta (GREEN, 2000).

Sampaio e Gonzáles (2017) elaboram metanálise¹ profunda sobre a fonte fotovoltaica. Com análise criteriosa, os autores buscaram na literatura vigente as desvantagens e vantagens da energia solar fotovoltaica. São citadas como vantagens: o baixo custo de operação; o baixo custo de manutenção; fonte de energia limpa e livre; alta disponibilidade; a geração pode ser realizada próxima ao consumidor; não gera impactos ambientais; existência de potencial de mitigação dos gases de efeito estufa e; não apresenta ruídos. São citadas como desvantagens: baixa disponibilidade de aquisição; alto custo inicial; necessidade de área relativamente extensa para a instalação; alta dependência tecnológica; necessidade de condições geográficas favoráveis.

Quando comparada às fontes de energia que utilizam combustíveis fósseis, a fonte fotovoltaica não apresenta grandes danos ambientais durante o processo de geração, não contribuindo para as mudanças climáticas ou poluição do ar. Porém, para a fabricação das células e demais componentes e para a extração e transporte das matérias primas, faz-se necessário grande quantidade de energia, além de existir a emissão de gases de efeito estufa ao longo destes procedimentos (RAZYKOV et al, 2011).

Em relação às fontes renováveis, a fonte fotovoltaica também apresenta menor incidência de danos ambientais. O impacto ambiental da construção de usinas hidrelétricas é considerável, sendo necessário alterar o curso do rio e alagar grandes áreas de plantio e floresta,

¹ A metanálise é uma ferramenta adequada para sintetizar resultados de pesquisas por meio de uma análise da variação nas estimativas empíricas relatadas na literatura (DALHUISEN et al, 2003).

fato que não ocorre com usinas fotovoltaicas. Mesmo que durante dias nublados exista a diminuição da geração, a energia proveniente do sol é abundante, porém, em períodos de estiagem, o volume útil para geração hídrica é limitado. Em relação à energia eólica, a energia solar é silenciosa e pode ser instalada em meio urbano (SAMPAIO & GONZÁLEZ, 2017).

Porém, existem problemas acerca da fonte fotovoltaica que devem ser considerados. Ferroni e Hopkirk (2016) concluem que, com as tecnologias atuais, gasta-se mais energia para extrair os insumos necessários para a confecção e manutenção dos sistemas fotovoltaicos do que pode ser gerado por estes sistemas. Os autores ressaltam que mesmo no cenário mais otimista, a fonte fotovoltaica não apresenta retorno positivo de energia. Somente em regiões onde a irradiação solar alcança níveis significativamente altos a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos supera a energia gasta em seu processo de fabricação. Por fim, os autores ponderam que com pesquisa e desenvolvimento contínuos existirá, no futuro, conversão mais eficiente da luz solar em eletricidade, tornando a tecnologia fotovoltaica mais barata e confiável.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

A otimização da geração elétrica em um sistema hidrotérmico envolve a alocação da produção de energia entre as usinas hidroelétricas e térmicas, de modo a minimizar o custo do combustível e o nível das emissões simultaneamente. Deve-se satisfazer ainda as diversas restrições da rede hidráulica e do sistema elétrico, as restrições do equilíbrio de energia entre a oferta e a demanda e as restrições de disponibilidade de água nos reservatórios para a geração hídrica.

Conejo e Baringo (2017), descrevem que o problema do despacho térmico se resume em identificar qual deve ser a quantidade produzida de cada unidade geradora, para que todas as demandas sejam atendidas ao custo mínimo, respeitando a capacidade técnica de cada geradora. Porém, ao se acrescentar fontes hídricas, o estoque de água deve ser considerado. Pode-se ilustrar o problema de otimização condicionada com as seguintes equações:

$$\min_{\{p_t^g, p_t^h, p_t^s\}} \sum_{t=1}^T \sum_g C_g(p_t^g) \quad (1)$$

Sujeito à:

$$\sum_g p_t^g + \sum_h p_t^h + \sum_s p_t^s = D_t \quad \forall t \in T \quad (2)$$

$$0 \leq p_t^g \leq \overline{p_t^g} \quad \forall g \in G \quad (3)$$

$$0 \leq p_t^h \leq \overline{p_t^h} \quad \forall h \in H \quad (4)$$

$$0 \leq p_t^s \leq \overline{p_t^s} \quad \forall s \in S \quad (5)$$

$$w_{t+1}^h = \Phi(p_t^h) + i_t + w_t^h, \quad 0 \leq w_t^h \leq \overline{w_t^h} \quad (6)$$

As variáveis apresentadas e utilizadas pelo modelo são:

- p_t^g , p_t^h e p_t^s são respectivamente as quantidades de energia geradas pelas fontes térmicas, hídricas e solar.
- C_g é o custo de produção de cada geradora térmica $g \in G$.
- D_t é a demanda total por energia elétrica em cada período de tempo t .

- G , H e S são respectivamente a capacidade total instalada das fontes térmicas, hídricas e solar. g , h e s são as unidades geradoras.
- w_t^h é o estoque hídrico dos reservatórios de cada hidrelétrica $h \in H$.
- $\Phi(p_t^h)$ é a função do uso de água dos reservatórios para a geração de energia.
- i_t é a afluência de água nos reservatórios.
- t é a unidade de tempo.

As equações presentes do modelo podem ser explicadas da seguinte maneira:

- A equação (1) é a função objetivo, na qual deseja-se minimizar o somatório dos custos de cada unidade geradora térmica em cada período de tempo.
- A equação (2) é responsável por garantir que toda a demanda por energia em cada período de tempo será atendida. Os somatórios das gerações totais de cada fonte devem ser agregados de modo a igualar os dois lados da equação. Em outras palavras, a restrição imposta é que em cada período de tempo a oferta seja igual a demanda.
- A equação (3) garante que cada geradora térmica não irá produzir energia além da sua capacidade máxima de geração.
- A equação (4) garante que cada geradora hídrica não irá produzir energia além da sua capacidade máxima de geração.
- A equação (5), assim como as duas anteriores, garante que cada geradora solar não irá produzir além da sua capacidade máxima de geração.
- A equação (6) é de suma importância para o modelo. A equação diz que o nível dos estoques hídricos no período $t+1$ será igual ao nível dos estoques hídricos no período t , somado com a afluência subtraída da quantidade de recursos hídricos utilizados para a geração de energia no período t .

Deseja-se minimizar o custo de produção de energia, dado que a quantidade produzida deve atender a demanda, respeitando-se as capacidades máximas de produção de cada unidade geradora. Os recursos hídricos devem ser poupados a fim de garantir que, no futuro, consiga-se atender a demanda e manter o custo no menor patamar possível.

4. METODOLOGIA

Para solucionar problemas relacionados ao despacho hidrotérmico, o mesmo tem que ser formulado como uma otimização de minimização de custo, sujeita à diversas restrições. O presente trabalho utiliza como forma de responder as questões propostas, a formulação do despacho econômico para o sistema elétrico brasileiro, no período de outubro de 2017 a setembro de 2018, como uma otimização linear modelada através da linguagem python, realizando variações na geração fotovoltaica. As variáveis e o modelo serão descritas a seguir.

4.1. Definição das Variáveis

As variáveis do modelo serão definidas da seguinte forma:

- $\mathcal{T}$: conjunto de período de tempo, t equidistantes, limitados no conjunto $t \in \{0, 1, \dots, T - 1\}$;
- G : conjunto de geradoras térmicas;
- c_g : custo marginal linear para cada geradora térmica $g \in G$;
- $\underline{L}_g$ e $\bar{L}_g$: geração mínima e máxima de cada geradora térmica $g \in G$;
- $L_{g,t}$: nível de geração de cada geradora térmica $g \in G$ em cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- H : geradora hidroelétrica (equivalente), sendo $\underline{H}$ e $\bar{H}$ os níveis mínimo e máximo dos reservatórios hídricos;
- H_t : nível do reservatório no início de cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- $\underline{H}_0$ e $\bar{H}_T$: níveis inicial e final dos reservatórios hídricos;
- I_t : afluência hídrica nos reservatórios a cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- $\underline{L}_h$ e $\bar{L}_h$: geração mínima e máxima da geradora hidrelétrica;
- $L_{h,t}$: nível de geração hidrelétrica em cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- $L_{e,t}$: nível de geração eólica em cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- $L_{s,t}$: nível de geração solar em cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;
- D_t : demanda por energia elétrica em cada período de tempo $t \in \mathcal{T}$;

4.2. Problema de Otimização Restrita

A escolha dos níveis de geração de todas as usinas de energia despacháveis, para todos os períodos de tempo, de forma a minimizar o custo de geração ao longo de todo o horizonte de tempo, apresenta o seguinte problema de otimização linear:

$$\min_{\{L_{h,t}\}_{t \in \mathcal{T}} \cup \{L_{g,t}\}_{g,t \in G \times \mathcal{T}}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in G} c_g L_{g,t} \quad (7)$$

Sujeito à:

$$L_{h,t} + L_{e,t} + L_{s,t} + \sum_{g \in G} L_{g,t} = D_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (8)$$

$$H_{t+1} = H_t + I_t - L_{h,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (9)$$

$$H_0 = \underline{H}_0, H_T = \bar{H}_T \quad (10)$$

$$H_t \leq \bar{H}, H_t \geq \underline{H}, L_{h,t} \leq \bar{L}_h, L_{h,t} \geq \underline{L}_h \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (11)$$

$$L_{g,t} \leq \bar{L}_g, L_{g,t} \geq \underline{L}_g \quad \forall t, g \in \mathcal{T} \times G \quad (12)$$

As equações podem ser descritas e explicadas da seguinte maneira:

- A equação (7) representa a função objetivo de minimização de custos. Minimiza-se o somatório do custo de geração de cada termelétrica multiplicado pela energia gerada por esta em cada período de tempo, respeitando-se as restrições impostas ao modelo;
- A equação (8) é a equação do balanço energético. Exige-se que a geração total de energia seja igual à demanda total de energia em cada período de tempo;
- A equação (9) representa a função de fluxo dos reservatórios hídricos. O nível do reservatório no período $t+1$ deve ser igual a diferença entre a afluência hídrica e a geração de energia por meio de fonte hídrica, somada ao nível do reservatório no período t ;
- A equação (10) limita os níveis inicial e final dos reservatórios aos níveis dados;

- A equação (11) garante que o nível dos reservatórios e a geração hidrelétrica permaneçam dentro de seus limites máximo e mínimo;
- A equação (12) garante que a energia gerada pelas geradoras térmicas permaneça dentro do limite de geração máxima e mínima;

Os resultados proporcionados pelo modelo são bem detalhados, apresentando, especialmente, dois componentes principais:

- As gerações ótimas de cada usina térmica e a geração ótima hídrica em cada período de tempo;
- O custo marginal de geração em cada período de tempo, sendo que este será a variável dual (conhecida como multiplicador de Lagrange) associada à restrição definida pela equação (8).

Ainda, são saídas do modelo:

- O nível final dos reservatórios hídricos em cada período de tempo;
- A receita gerada por cada usina térmica;
- Os custos médios, variáveis e totais de todo o sistema em cada período de tempo;
- O lucro gerado por cada usina térmica;

O modelo é formulado como um problema de programação linear na linguagem de programação Python usando o pacote PuLP e, posteriormente, resolvido usando o COIN-OR LP (Clp) solver. Ainda, para que o problema possa ser modelado desta maneira, pressupostos a respeito das fontes geradoras foram adotados:

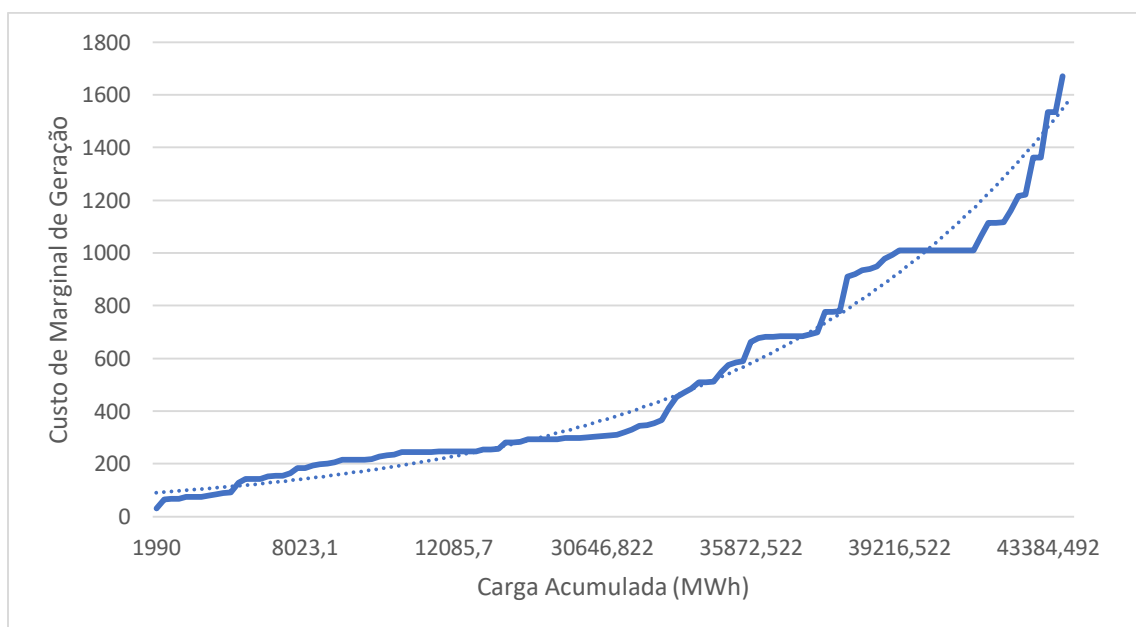
- O custo marginal das termelétricas é considerado constante ao longo do tempo;
- Diversas restrições técnicas das usinas termelétricas são desconsideradas, como forma de facilitar a modelagem.
- As hidrelétricas são contabilizadas como sendo o somatório de todas as unidades geradoras que utilizam a fonte hídrica. As usinas solares e eólicas também são contabilizadas desta maneira.
- A fluência, capacidade máxima e os níveis inicial e final dos reservatórios hídricos são contabilizados como o somatório dessas variáveis em todos os reservatórios de usinas hidrelétricas.

4.3. Base de Dados

A análise ocorrerá entre as datas de 1º de outubro de 2017 e 30 de setembro de 2018. Tal escolha é justificada pelo fato deste período configurar o espaço de tempo de um ano hidrológico, compreendendo assim um ciclo de precipitações pluviométricas.

Os dados utilizados para a geração hídrica foram obtidos no histórico de operação do ONS. O modelo utilizou uma hidrelétrica equivalente agregando toda a capacidade de geração em uma única geradora. A capacidade máxima e os níveis inicial e final dos reservatórios também foram obtidos somando-se todos os componentes do sistema de hidrelétricas do país.

As capacidades de geração de todas as térmicas integradas ao sistema elétrico brasileiro foram verificadas no Banco de Informações de Geração (BIG). Os custos de produção foram calculados como a média dos custos marginais advindos dos bancos de dados do modelo NEWAVE da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de junho de 2019. As térmicas de menor capacidade de geração e que possuíam características similares foram agrupadas pelo tipo de combustível utilizado, transformando-as em termelétricas equivalentes. A escolha de agrupar as térmicas, assim como as usinas hídricas, ocorreu para facilitar a capacidade computacional do modelo. A Figura 1 mostra os custos em relação a capacidade acumulada de geração de todas as unidades térmicas.



Fonte: ONS

Figura 1. Custo Marginal de Geração das Usinas Termelétricas (R\$/MWh)

A Figura 1 demonstra que para atingir a capacidade máxima de produção da fonte térmica, deve-se despachar as unidades mais onerosas. Pode-se ver pela linha de tendência que os custos marginais apresentam forma convexa. Desta forma, quanto mais se utiliza a fonte térmica maior será o custo marginal de produção.

Para as entradas referentes à demanda, à afluência dos reservatórios e à produção das fontes não despacháveis (solar e eólica), foram utilizados dados obtidos através dos boletins e do histórico de operação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Para a demanda, utilizou-se a carga total gerada por hora, já que a mesma equivale à demanda horária de todo o sistema. Para o ano estudado a demanda diária média de energia elétrica por hora oscilou entre 52903,19 MWh (04h) e 69125.08 MWh (20h). A Figura 2 mostra a demanda média por hora do dia.



Fonte: ONS

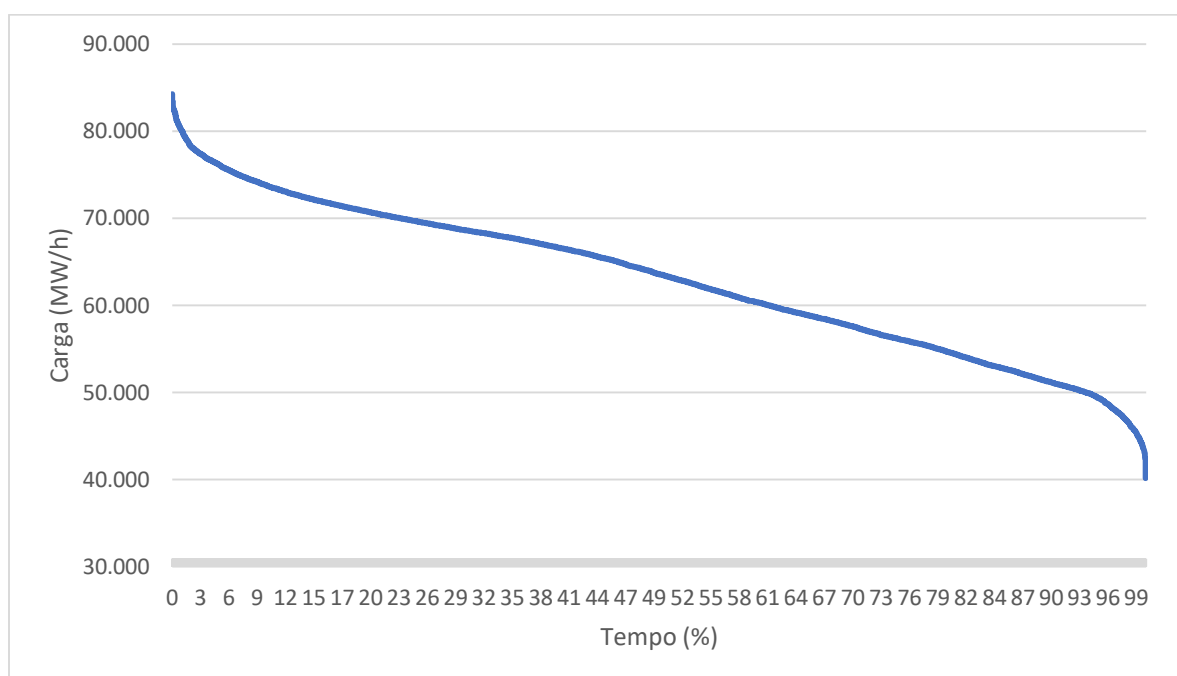
Figura 2 - Geração Média por Hora do Dia (MWh/h)

Para as energias não despacháveis foram empregados dados referentes à sua produção em cada período de tempo. Por fim, para a afluência dos reservatórios empregou-se a soma da energia natural afluente diária de cada bacia hidrográfica do país.

A Figura 3 apresenta a Curva de Duração de Carga (CDC). A CDC mostra a porcentagem que determinada carga de energia foi gerada ao longo do ano. Ao tomar como exemplo cargas acima de 80.000 MW, nota-se que em menos de 1% do tempo analisado ocorre este tipo de carga. O ONS despacha unidades geradoras a fim de garantir que sejam produzidas estas cargas, tendo unidades para compor a base, a semi-base e a ponta (HORA, 2012). A base

é a geração mínima necessária para atender o sistema elétrico, portanto a sua produção está sempre presente no despacho. A semi-base são as unidades despachadas a fim de atender a oscilação normal do consumo que acontece ao longo do período. E, por fim, a ponta é a geração de pico, acima do consumo normal, geralmente, a ponta é composta pelas unidades geradoras mais custosas.

Como unidade para a escala de tempo adota-se a hora. Desta forma, o modelo conta com um total de 8760 observações (quantidade de horas em um ano). A escolha por esta unidade justifica-se no fato de que a produção de energia fotovoltaica sofre grande variação ao longo do dia.



Fonte: ONS.

Figura 3. Curva de Duração de Carga

Foram idealizados três cenários, cada um com diferente quantidade produzida de energia solar, multiplicando sua capacidade produtiva por dois, por quatro, por fim, por oito vezes. Desta forma, sua participação no total gerado passou dos 0,41% padrões para 0,82%, 1,65% e 3,3% respectivamente. Tais cenários foram escolhidos baseando-se no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EPE, 2018). Segundo as estimativas presentes no Plano, a energia solar poderá sofrer aumento em sua capacidade de geração, sendo capaz de produzir 1000 MWmed por ano. Sendo assim, o cenário 2 representa parcialmente esta expansão. Os cenários 1 e 3 estão representando as conjunturas pessimistas e otimistas, respectivamente, em relação a este cenário.

5. RESULTADOS

Para responder a hipótese e atender aos objetivos deste trabalho, a análise do problema ocorreu em duas etapas. No primeiro momento, aferiu-se a capacidade do modelo de retratar a realidade, avaliando se as fontes geradoras despachadas pelo modelo condizem com as escolhas do ONS para o período de tempo estudado. Posteriormente, foram realizados três choques na quantidade produzida de energia solar, avaliando o impacto destes choques no despacho hidrotérmico e no custo total de produção de energia elétrica.

O modelo foi abastecido com as variáveis inalteradas, tendo como objetivo verificar a eficácia da amostra em representar a realidade do sistema elétrico brasileiro. O problema de programação linear apresentou solução ótima, minimizando o custo de produção e respeitando as restrições impostas. A Tabela 1 expõe os resultados que o modelo retornou, comparando-os com os dados reais para o período de tempo analisado.

Tabela 1. Participação das Fontes Geradoras (MWmed²)

MODELO			DADOS ONS		
Hídrica	42.315,29	67,21%	Hídrica	45.957	69,5%
Solar	259,51	0,41%	Solar	281	0,42%
Eólica	5.137,23	8,16%	Eólica	5.400	8,17%
Térmica**	15.248,97	24,22%	Térmica**	14.480	21,91%
Total	62.961	100%	Total	66.118	100%

**Térmicas: Biomassa, Fóssil e Nuclear

Fonte: ONS; elaborado pelo próprio autor

Os valores descritos na Tabela 1 mostram informações importantes. Durante o ano hidrológico estudado, o regime de chuvas apresentou certa regularidade, ocasionando afluência aceitável. Tal fato fez com que a capacidade dos reservatórios se elevasse, passando de 47,4 TWh (terawatt hora) armazenados em 1º de outubro de 2017 para 55,7 TWh em 30 de setembro de 2018. Porém, mesmo com esta afluência considerável, o uso das térmicas neste período de tempo oscilou entre um quinto a um quarto da produção total de energia elétrica. Outro ponto

² Megawatt médio: média de produção de eletricidade por hora

a se notar é o baixíssimo uso da fonte fotovoltaica. Mesmo o país apresentando alto potencial de produção, a quantidade gerada por tal fonte não chega a 0,5%.

A verdadeira intenção do modelo é retratar o particionamento da produção de eletricidade o mais fiel possível à realidade, o que ele cumpre satisfatoriamente. A divisão da geração elétrica entre as diversas fontes energéticas é respeitada, apresentando diferenças pequenas entre os dados gerados e os reais. Deste modo, pode-se analisar o impacto do aumento da produção de energia fotovoltaica no despacho hidrotérmico.

Partindo para a análise da variação da geração de energia solar, o modelo apresenta solução ótima para todos os cenários propostos. A tabela 2 apresenta os valores do custo total da produção de energia elétrica ao longo de todo o ano analisado, juntamente com o valor médio de geração e a participação no total de energia gerado da fonte fotovoltaica e o impacto que este aumento gerou no custo, para todos os cenários propostos.

A curva de Custo de geração total é exibida na Figura 4. São representados os cenários Base, 1, 2 e 3 respectivamente. Nas imagens pode-se ver a porcentagem do tempo em que determinado valor de custo de geração ocorre. O custo de geração por período foi obtido através das saídas do modelo e refere-se à geração de todas as unidades.

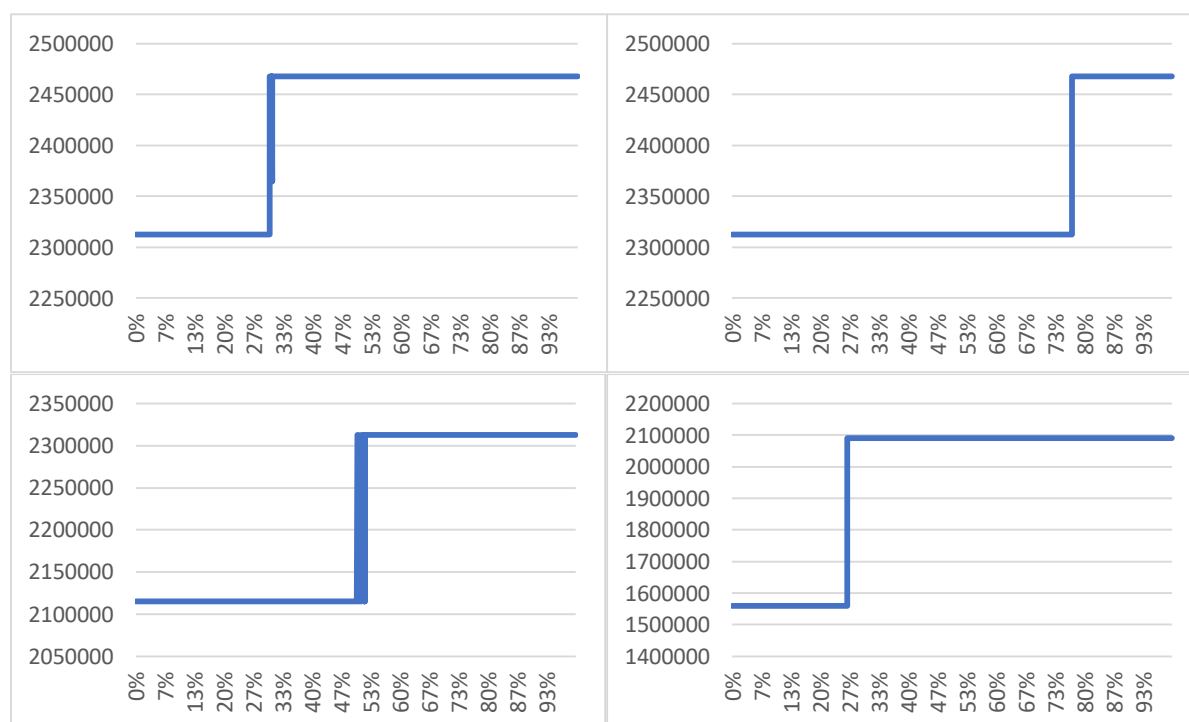
Os resultados apresentados na Tabela 2 e na Figura 4, demonstram que o aumento da participação da fonte fotovoltaica na matriz de geração elétrica brasileira exerce forte impacto no custo total de geração. Este resultado apoia a hipótese deste trabalho, expondo inclusive que a magnitude da variação ocorrida no custo supera a variação ocorrida na participação da geração.

Deve-se levar em consideração que o custo anual total pode ser diferente do valor real para o período de tempo estudado. Essa diferença é justificável. O presente trabalho utiliza os custos marginais fornecidos pela CCEE para o mês de julho de 2019, porém, o período estudado não é o mesmo do que foi utilizado para a confecção da média. Políticas de subsídios, produção do próprio combustível, oscilações e diferenças regionais de preços, podem alterar o montante contábil. Mas, caso a diferença exista, os resultados obtidos ainda seriam válidos. As magnitudes do impacto do acréscimo de geração fotovoltaica mantêm-se nas mesmas proporções.

Tabela 2. Impacto da energia solar no custo total de produção de energia elétrica

	BASE	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
Valor médio de Geração (MWh)	259,61	519,02	1038,05	2076,08
Participação na Geração Total (%)	0,41	0,82	1,65	3,3
Custo anual total (Bilhões de R\$)	21,2	20,56	19,38	17,09
Redução de custo (%)	-	3,0	8,5	19,4

Fonte: Resultados da pesquisa



Fonte: Resultados da pesquisa

Figura 4. A curva de custo de geração total em cada cenário

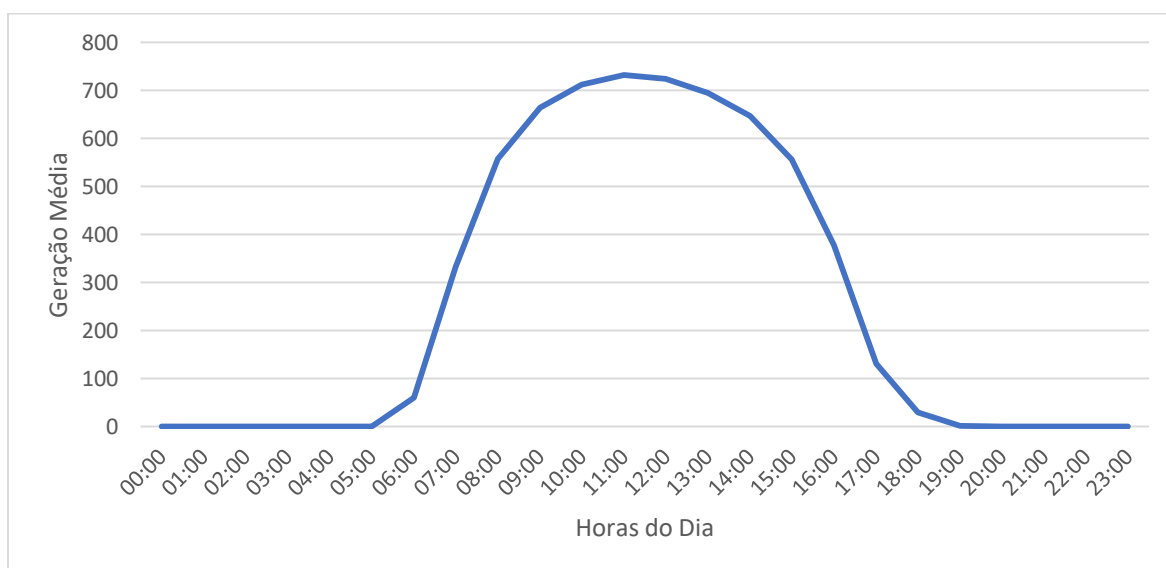
Nota-se que o aumento da participação da energia solar no despacho hidrotérmico apresenta significativo ganho de escala, ao passo de que o cenário 3 apresenta redução de cerca de 19% no custo anual. A queda tão significativa pode ser explicada. As usinas térmicas utilizam diferentes tipos de combustíveis (gás natural, carvão mineral, biomassa, diesel, entre outros), sendo assim, seus custos de produção apresentam diferentes valores. As geradoras térmicas são despachadas por ordem de custo, sendo que as mais baratas são despachadas em

primeiro lugar e posteriormente as que apresentam custos mais elevados são despachadas para que se possa atender a “ponta” do consumo por energia.

A Figura 2 apresentada na seção 3.3, mostra que a partir das sete horas a demanda sofre aumento considerável, necessitando-se despachar mais unidades geradoras a fim de atendê-la. A demanda sofre pequenas alterações após as oito horas, exibindo redução somente a partir das vinte e duas horas.

Sabe-se que a produção de energia elétrica por fonte fotovoltaica só acontece durante as horas de sol, ou seja, entre às seis e às dezoito horas, tendo seu pico de produção entre dez e treze horas.

Ao comparar o período do dia em que a produção por fonte fotovoltaica ocorre e o período do dia onde ocorre maior demanda por energia, estes coincidem, exceto o período entre dezoito e vinte e duas horas. Portanto, a energia fotovoltaica extingue a necessidade de despachar as fontes termelétricas mais onerosas, a fim de atender a ponta da demanda. A Figura 5 apresenta a geração média diária por hora para o período estudado.



Fonte: ONS.

Figura 5. Geração Média Solar (MWmed)

A energia termelétrica é mais onerosa, portando, a redução de sua utilização diminui o custo total do setor elétrico. Porém, o decréscimo causado na produção deve ser compensado de alguma maneira, pois deve-se manter o equilíbrio entre oferta e demanda por energia. Como especulado e demonstrado por Dantas e Pompermayer (2018), a maior quantidade da geração fotovoltaica durante as horas do dia, causa acréscimo no estoque hídrico, que pode ser poupado

para ser utilizado em outro momento. Por exemplo, um aumento de X MWh de energia fotovoltaica provoca aumento no estoque hídrico de X MWh, que poderá ser utilizado quando a produção solar cessar, permitindo que quantidade Y MWh de energia térmica seja não utilizada. A Tabela 3, mostra como seria o particionamento da produção de energia elétrica nos diferentes cenários.

Tabela 3: Participação de cada Fonte no Total Gerado (%)

FORTE	BASE	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
HÍDRICA	67,2	67,2	67,2	67,2
SOLAR	0,41	0,82	1,65	3,3
EÓLICA	8,16	8,16	8,16	8,16
TÉRMICA	24,23	23,82	22,99	21,34
TOTAL	100	100	100	100

Fonte: Resultados da Pesquisa. Elaborado pelo próprio autor

Os resultados demonstram que o modelo sempre opta pela redução da produção térmica, equilibrando a produção de energia elétrica. As saídas do modelo em cada período de tempo, elucidam as afirmações de Dantas e Pompermayer (2018). O modelo diminui a utilização de recursos hídricos durante as horas que existe a produção solar e aumenta sua utilização quando a produção solar se ausenta.

6. DISCUSSÃO

O Brasil apresenta enorme potencial para a produção de energia elétrica por fonte fotovoltaica. Damasceno e Abreu (2018), Dantas e Pompermayer (2018), Dias et al. (2017), Fichter et al. (2017), dentre outros, exaltam este potencial, demonstrando as possibilidades de expansão e possíveis problemas acerca de sua implementação. Assim, corroborando com os resultados obtidos por estes e demais pesquisadores citados ao longo deste texto, o presente trabalho apresenta que a fonte fotovoltaica exerce significativo efeito sobre os custos de produção de energia elétrica. Porém, apesar de seu grande potencial, a participação da fonte fotovoltaica é praticamente nula dentro do despacho energético brasileiro. Por que isso ocorre?

A baixa eficiência das placas solares é o possível limitante de seu uso. Como demonstrado por Ferroni e Hopkirk (2016), em regiões com baixa incidência solar, torna-se economicamente inviável a utilização de painéis solares, pois a capacidade de geração é muito baixa perto do custo necessário para a sua instalação. Desta forma, restringem-se as opções de local onde pode-se empregar tal fonte. Rosa e Gasparin (2016) demonstram que o potencial de geração solar no Brasil é elevado, mas, mesmo que o país apresente este potencial, o custo dos equipamentos e a falta de mão de obra necessária impedem o maior uso da fonte fotovoltaica.

Solangi et al. (2011) afirma que a energia fotovoltaica é a que exige maior investimento dentre as demais renováveis, tal fato é forte contribuinte para a sua fraca participação no Brasil. Outro fator é a dependência nacional às hidrelétricas. Dado que a utilização da fonte hídrica ocorre desde o princípio do sistema de geração de energia elétrica brasileiro, todo o sistema se vê preso à fonte, pois a infraestrutura estabelecida para a transmissão e distribuição de energia encontra-se predominantemente próximas às hidrelétricas (CARSTENS & CUNHA, 2019).

A deficiência da infraestrutura para transmissão de energia é, também, importante obstáculo para a fonte fotovoltaica. As regiões mais propícias à geração de energia elétrica através da irradiação solar encontram-se nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, principalmente nos estados da Bahia e Ceará (SOLARGIS, 2019). Sabe-se que tais regiões possuem menor consumo de energia elétrica quando comparadas à região Sudeste, que é a principal demandante de energia elétrica. Sendo assim, necessita-se de linhas de transmissão entre estes territórios, de maneira a garantir que a energia gerada possa atender a demanda.

A instabilidade econômica e política do Brasil colabora fortemente para a ausência de investimentos em larga escala (principalmente estrangeiros) nas fontes de energia renováveis,

dentre elas a fonte fotovoltaica. Segundo Carstens e Cunha (2019), o baixo crescimento econômico, alta dívida pública, alta taxa de desemprego e grave instabilidade política, contribuíram para a forte recessão econômica do país, desestimulando investimentos imprescindíveis para a fonte. Investimentos não só na parte de financiamentos ou concessões governamentais, mas também, nos setores de P&D e de fabricação dos componentes necessários para a geração de energia fotovoltaica. Como qualquer outro setor produtivo, a geração de energia depende, para seu bom funcionamento, de mão de obra especializada, seja ela técnica, graduada ou pós-graduada. Sendo assim, a carência de capital humano apto a lidar com fonte fotovoltaica contribui, novamente, para sua baixa utilização.

O setor energético brasileiro sempre possuiu participação direta e expressiva do Estado. Mesmo havendo a coexistência de empresas públicas e privadas, o Estado desempenha o papel de gestor e controlador do setor (CARSTENS & CUNHA, 2019). O planejamento e operação são centralizados através de agências reguladoras e do Ministério de Minas e Energia que regulam e controlam leilões de demanda por energia. Sendo assim, as instituições federais desempenham papel fundamental na dinâmica do sistema elétrico brasileiro, podendo impactar de maneira expressiva na implementação, participação e operação das fontes geradoras de energia que compõem o setor.

O aumento da participação de fontes renováveis não-hidráulicas no Sistema Elétrico Brasileiro depende profundamente de incentivos e iniciativas do Governo. Ainda, a transição para matriz mais renovável não afeta somente o setor energético, deve-se considerar também, todos os demais setores ligados a este, além do impacto social e ambiental que ocorrerá na sociedade. Dolata (2013) diz que a inserção de nova tecnologia geradora, não envolve somente a transformação que esta tecnologia exerce no setor, mas também, o grau de reestruturação organizacional, institucional e socioeconômico necessário para que a transição ocorra. Portanto, a iniciativa de maior incremento da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira, depende do Estado, uma vez que, ele é detentor de grande parte da infraestrutura do setor e apresenta interesse e capacidade de realização de averiguação dos impactos socioeconômicos que este incremento fará na sociedade.

Ainda que existam programas e leis para incentivar o aumento da participação da fonte fotovoltaica, faz-se necessário expandir estes investimentos de maneira significativa, além da necessidade de adequação destes incentivos à presente realidade brasileira. Mesmo que nos últimos cinco anos a participação no despacho da energia elétrica proveniente de fonte solar

tenha sofrido expressivo aumento (DIAS et al. 2017), sua participação quase insignificante demonstra que existe um longo caminho a ser percorrido para que ocorra a consolidação da fonte fotovoltaica na matriz energética brasileira.

7. CONCLUSÕES

O modelo utilizado neste trabalho conseguiu retratar bem a realidade do setor elétrico brasileiro, além de responder de maneira segura os objetivos propostos, não rejeitando a hipótese adotada. Em todos os cenários adotados demonstrou-se que, o pouco acréscimo de energia fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro, gera grande impacto no custo de produção do setor. A literatura acerca do tema citada ao longo deste texto, seja ela internacional ou nacional, comprova e exalta o grande potencial da energia solar para o crescimento sustentável das matrizes energéticas ao redor do mundo. Os resultados apresentados corroboram com esta afirmação, demonstrando que o pequeno acréscimo da geração por fonte fotovoltaica leva a significativa diminuição do custo de geração.

A baixa participação da fonte no despacho de energia comprova o desperdício de potencial de produção de energia elétrica por meio de fonte fotovoltaica no Brasil, acarretando problemas ambientais e econômicos. Formuladores de políticas e tomadores de decisões devem se atentar mais para este setor tão pouco explorado. A redução no custo de um componente tão básico à produção e ao bem-estar da sociedade deve ser levada em consideração. Mesmo que existam grandes empecilhos à ampliação da geração por fonte fotovoltaica, necessita-se de estudos que comprovem a eficácia da energia fotovoltaica na redução dos custos de produção.

Através dos resultados apresentados, sugere-se a formulação de políticas públicas que reduzam os preços e tributos na importação de componentes de sistemas fotovoltaicos para aumentar os incentivos à projetos de construção das usinas fotovoltaicas. Como sugestão de política pública, tem-se o incentivo a ampliação do mercado interno para produtos relacionados à energia fotovoltaica, atentando-se para a quebra do paradigma em relação a fonte solar e para a criação de legitimidade para este mercado. Desta forma, a atração de investimentos seria desencadeada, impactando positivamente todo o setor.

Para futuros trabalhos, sugere-se que aumentem a complexidade do modelo, acrescentando os fatores regionais. Devido à enorme extensão territorial do Brasil, sua demanda por energia é diferente para cada região. Desta maneira, deve-se otimizar o custo de produção de energia elétrica levando em consideração tais peculiaridades. Outra sugestão é expandir a análise para os setores de distribuição e consumo, avaliando o impacto que a fonte fotovoltaica geraria nestes setores.

Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS; **Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil**; Brasília, 2017
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Balanço Energético Nacional**; Brasília, 2018
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**; disponível em: < <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>> acessado em: 28/09/2019
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; **Banco de Informações de Geração – BIG**, disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>, acessado em: 30/06/2019.
- ARROW, K. J., HARRIS, T., MARSCHAK, J.; **Optimal inventory policy**. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, p. 250-272, 1951.
- BARBOSA, L. T., SODRÉ, E. de A., CODECEIRA NETO, A.; **Uma Abordagem de Despacho Hidrotérmico de Longo Prazo Utilizando Algoritmos Genéticos**; disponível em: < <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96666.PDF>> acessado em: 01/07/2019.
- BELLMAN, R.; **On the theory of dynamic programming.**; *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 38.8: 716, 1952.
- CARSTENS, D. D. dos S., CHUNA, S. K.; **Challenges and Opportunities for the Growth of Solar Photovoltaic Energy in Brazil**; *Energy Policy*, v. 125, p. 396-404, 2019.
- CARVALHO, M. F., SOARES, S.; **An efficient hydrothermal scheduling algorithm.**; *Power Systems, IEEE Transactions on* 2.3, p. 573-542, 1987.
- CONEJO, A. J., BARINGO, L., **Power System Operations**. Springer, Suíça, 2017.
- CONNOLLY, D., LUND, H., MATHIESEN, B. V., LEAHY, M.; **A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems.**; *Applied Energy*, v. 87, p. 1059-1082, 2010.
- DAMASCENO, V. S., ABREU, Y. V. de; **Avaliação da energia eólica no Brasil utilizando a análise SWOT e PESTEL**; *Interações*, v. 19, n. 3, p. 503-514, Campo Grande, jul./set. 2018;
- DANTAS, S. G., POMPERMAYER, F. M., **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. IPEA, Rio de Janeiro, 2018.
- DIAS, C. T. de C., SILVA, W. K. de M., FREITAS, G. P. de, NASCIMENTO, J. F. do; **Energia Solar no Brasil**; *INTERSCIENTIA*, vol. 5, n. 1, p. 153-165, 2017

DIAS, B. H., MARCATO, A. L., SOUZA, R. C., SOARES, M. P., SILVA JR, I. C., RAMOS, T. P., ... & TOMIM, M. A.; **Programação dinâmica estocástica aplicada ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro através do uso de processamento paralelo.** *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 2010. Disponível em: <<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2010/pdf/72449.pdf>> acessado em: 29/06/2019.

DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P.; **A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects.** *Power Systems, IEEE Transactions on* 23.3, p. 1298-1308, 2008.

DOLATA, U.; **The Transformative Capacity of New Technologies: A Theory of Sociotechnical Change**; Routledge, Nova Iorque, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ELÉTRICA; **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**; Brasília, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ELÉTRICA; **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ELÉTRICA; **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**, 2014.

FERRONI, F., HOPKRIK, R. J.; **Energy Return on Energy Invested (ERoEI) photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation.** *Energy Policy*, vol. 94, p. 336-344, 2016.

FICHTER, T., SORIA, R., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., LUCENA, A. F. P.; **Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model.** *Energy*, vol. 121, p. 695-715, 2017.

GALLEGO, G., VAN RYZIN, G.; **Optimal dynamic pricing of inventories with stochastic demand over finite horizons.** *Management Science*, 40, 999-1020, 1994.

GILS, H. C., SCHOLZ, Y., PREGGER, T., TENA, D. L. de, HEIDE, D.; **Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe**; *Energy*, v. 123, p. 173-188, 2017.

GOMES, R. V., SILVA, H. B. da, SANTIAGO, L. P.; **Despacho Ótimo de Energia Elétrica em um Sistema Hidrotérmico**; *XLVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, setembro de 2014. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2014/pdf/arq0255.pdf>> acessado em: 02/07/2019.

GREEN, M. A.; **Photovoltaics: technology overview.** *Energy Policy*, vol. 28, p. 989-998, 2000.

HORA, M. de A. G. M.; **Compatibilização da Geração de Energia em Aproveitamentos Hidrelétricos com os demais Usos dos Recursos Hídricos**; UFF, Niterói, 2012.

INMET, Instituto Nacional de Meteorologia.

INTERCONTINENTAL ENCHANGE; disponível em: <https://www.theice.com/products/243/API2-Rotterdam-Coal-Futures/data?marketId=661319>; acessado em: 27/06/2018.

MALAGUETA, D., SZKLO, A., SORIA, R., DUTRA, R., SCHAEFFER, R., BORBA, B. S. M. C.; **Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system.** Renewable Energy, vol. 68, p. 223-235, 2014.

MIRANDA, R. F. C., SZKLO, A., SCHAEFFER, R.; **Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops.** Renewable Energy, vol. 75, p. 694-713, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA; **Sistemas de Informações Geográficas Cadastrais do SIN;** disponível em: <
<http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA; **Boletins da Operação;** disponível em: <
<http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>> acessado em: 03/07/2019,

ORERO, S. O., IRVING, M. R.; **A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling.;** Power systems, IEEE Transactions on 13.2, p. 501-518, 1998.

PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G.; **Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning.** Mathematical Programming, vol. 52, p. 359-375, 1991.

RAZYKOV, T. M., FERKIDES, C. S., MOREL, D., STEFANAKOS, E., ULLAL, H. S., UPADHYAYA, H. M.; **Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects.** Solar Energy, vol. 85, p. 1580-1608, 2011.

ROSA, A. R. O., GASPARIN, F. P. **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil.** Revista Brasileira de Energia Solar, v. 7, n. 2, p. 140 – 147, 2016

SAMPAIO, P. G. V., GONZÁLEZ M. O. A., **Photovoltaic solar energy: Conceptual framework.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 74, p. 590-601, 2017.

SCHMIDT, J., CANCELLA, R., PEREIRA JR, A. O.; **An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil.** Renewable Energy, vol. 85, p. 137-147, 2016.

SCHMIDT, J., CANCELLA, R., PEREIRA JR, A. O.; **The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system.** Energy, vol. 115, p. 1748-1757, 2016.

SCHOLZ, Y., GILS, H. C., PIETZCKER, R. C.; **Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares.;** Energy Economics, v. 64, p. 568-582, 2017

SILVA, E. L.; **Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica,** Editora Sagra Luzzatto, 2001.

SOLANGI, K.H., ISLAM, M.R., SAIDUR, R., RAHIM, N.A., FAYAZ, H.; **A review on global solar energy policy**; Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, p. 2149-2163, 2011.

SOLAR GIS. Disponível em: < <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>> acessado em 20/06/2019

SORIA, R., LUCENA, A. F. P., TOMASCHEK, J., FICHTER, T., HAASZ, T., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., ROCHEDO, P., FAHL, U., KERN, J.; **Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach**. Energy, vol. 116, p. 265-280, 2016.

TVETEN, A. G., BOLKESJO, T. F., ILIEVA, I.; **Increased demand-side flexibility: Market effects and impacts on variable renewable energy integration**. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, vol. 11, p. 33-50, 2016.

VEINOTT JR, A. F.; **The status of mathematical inventory theory**. Management Science, 12, p. 745-777, 1966

WHITIN, T. M.; **Inventory control and price theory**. Management Science, 2, p. 61-68, 1955.