

GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

ANÁLISE ECONÔMICA DE PROPOSTA DE APRIMORAMENTO REGULATÓRIO PARA A COMPRA DE ENERGIA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PELAS DISTRIBUIDORAS

**DEIVIDSON GUIMARÃES FÉLIX(1); DANIEL HENRIQUE NOGUEIRA DIAS(1); THIAGO JOSÉ BARBOSA DA ROCHA; ANNELYS MACHADO SCHETINGER
UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE(1)**

RESUMO

Com o objetivo de reduzir desigualdades sociais na penetração de geração distribuída (GD) no Brasil. É sugerida uma adequação regulatória ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Esta proposta tem como base a definição de GD descrita no DEC 5.163/2004, que permite a contratação por parte das distribuidoras de até 10% de seu mercado por meio de energia proveniente de GD. O estudo se propõe a analisar a viabilidade econômica, de permitir às distribuidoras ofertarem um “novo serviço”, concedendo autorização para que possam vender energia própria, oriunda de GD, dentro de sua área de concessão, observando as restrições de (i) Preço de venda; (ii) Oferta.

PALAVRAS-CHAVE: Regulação. Ambiente de Contratação Regulada. Compra de Energia. Geração Distribuída. HOMER. Viabilidade Econômica.

1.0 INTRODUÇÃO

Classes sociais menos favorecidas tendem a ter acesso reduzido às energias renováveis. Em países em desenvolvimento, como o Brasil, uma parcela significativa da população pode ter que esperar anos para começar a ser beneficiada por avanços tecnológicos. Com este foco, é sugerida uma adequação regulatória ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras de energia elétrica, no Brasil, realizam a contratação de energia para atender aos seus mercados.

A proposta de aprimoramento regulatório tem como base a definição de geração distribuída (GD) descrita em [1]: “produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador”. É permitido a contratação por parte das distribuidoras de até 10% de seu mercado por meio de energia proveniente de GD, sendo este modelo de contratação regulamentado por [2]. Porém, este modelo de contratação não teve aderência do mercado ao longo dos anos.

A proposta de adequação regulatória deste estudo, pode ser resumida da seguinte forma:

Permitir às distribuidoras ofertarem um “novo serviço”, concedendo autorização para que possam vender energia própria, oriunda de GD, dentro de sua área de concessão, observando duas restrições:

- 1) Preço de venda: limitado ao preço médio de compra de energia (Pmix) da distribuidora.
- 2) Oferta: limitada aos clientes da subclasse baixa renda.

A proposta de limite de preço de venda de energia é feita no sentido de proteger todo o conjunto de clientes da distribuidora, pois desta forma não seria permitido um preço de energia da GD superior ao preço médio de compra de energia das distribuidoras, sendo que num primeiro momento, o lucro com a venda desta energia é direcionado aos acionistas da distribuidora.

Em relação a subclasse de clientes passível de participar da proposta, trata-se de uma forma de limitar as distribuidoras para que não seja praticada uma concorrência desleal, tendo em vista que as concessionárias de distribuição possuem vantagens comerciais intrínsecas, enquanto a escolha pela subclasse baixa renda considera a premissa de que os clientes cadastrados nesta subclasse, são pessoas com fragilidade econômica que não teriam condições de fazer investimento próprio em um sistema de GD.

Para aplicar a proposta que é pauta deste estudo seriam necessários aprimoramentos regulatórios, pois não é permitido, atualmente, que as distribuidoras lucrem com a venda de energia, assim como não é permitido que elas assinem contrato bilateral de compra e venda de energia que não seja precedido por licitação. Desta forma, seriam necessárias, ao menos, mudanças nas Leis nº 8.987/95 [3] e nº 10.848/04 [4] e no Decreto nº 5.163/04 [1], de maneira a permitir a atividade de venda de energia especificamente para este modelo.

Para que faça sentido esta proposta, um dos temas a serem analisados é a viabilidade econômica na visão do investidor (acionistas da distribuidora), ou seja: vender energia proveniente de projetos de grande porte de GD, localizados dentro de sua área de concessão, das fontes solar fotovoltaica e eólica, ao PMIX da concessionária, é

viável? Este questionamento foi analisado neste artigo, por meio de simulações computacionais, para as distribuidoras Light e Enel RJ.

2.0 METODOLOGIA

Conforme descrito na introdução, o “problema” analisado pode ser descrito de forma resumida como:

“Verificar a viabilidade econômica da implementação de projetos de GD centralizada, com as fontes eólica e solar fotovoltaica, no Estado do Rio de Janeiro, considerando a venda da energia destes projetos ao preço médio de contratos das distribuidoras (PMIX).”

Para analisar o custo de energia e entender se é possível obter ou não modicidade tarifária por meio de projetos de GD, utilizou-se o método de cálculo do custo nivelado de energia (do inglês Levelized Cost Of Electricity – *LCOE*), que permite a comparação entre plantas de diferentes estruturas de custos e tecnologias [5].

O *LCOE* é uma figura de mérito, que engloba os principais pontos que precisam ser remunerados em uma planta de energia elétrica, incluindo, mas não se restringindo, ao investimento total, todos os custos de operação e também o retorno sobre o capital investido [6]. O resultado do *LCOE* é um valor em reais (R\$) por energia (kWh) produzida.

As regiões geográficas selecionadas para as análises dos projetos tiveram como base o Atlas solar [7] e o Atlas eólico [8], além de base de dados obtidos por satélites.

Foi utilizado o software HOMER® para a análise técnica-econômica. Embora o software utilizado para as simulações tenha um caráter acadêmico, ele permite que sejam inseridos dados técnicos como índice de irradiação solar médio e suas curvas de sazonalidade, e também os dados de ventos, bem como os dados de carga, além dele possuir em sua base de dados as curvas de geração para uma série de equipamentos. Já em relação aos parâmetros econômicos, foram utilizados nas simulações o histórico de preços dos equipamentos declarados em leilões do ACR, além da mesma taxa de desconto utilizada em análises para projetos de geração da EPE.

Para o Estado do Rio de Janeiro, observasse de [7] que a região noroeste fluminense (proximidades de Cambuci) e a região norte Fluminense (proximidades de Campos dos Goytacazes) são as regiões com índices de irradiação solar global com médias anuais mais elevadas, atingindo 5 kW/(m² x dia) para as duas localidades. Essas duas regiões estão na área de concessão da Enel RJ. Para a área de concessão da Light (Vale do Paraíba e parte da região Metropolitana) existe uma grande faixa territorial com índice de irradiação solar global com média anual que chega a 4,5 kW/(m² x dia), sendo essa a maior média dentro de sua área de concessão. Dessa forma, por simplificação, será adotado o município do Rio de Janeiro para as simulações referentes a Light, enquanto para a Enel RJ será utilizado o município do Cambuci [7].

Com o intuito de reduzir a complexidade da análise, não serão consideradas a topografia e a vegetação das regiões selecionadas para as simulações destes projetos, assim como não serão avaliadas as distâncias para conexão com a rede de distribuição.

Embora publicações internacionais indicarem uma redução nos custos de projetos fotovoltaicos nos anos recentes, a análise dos orçamentos declarados pelos empreendedores referentes a seus projetos nos últimos leilões no ACR revela uma tendência de estabilidade nos custos médios até o ano de 2017. Enquanto no LEN A-4 de 2017 a média dos projetos se manteve na mesma faixa dos anos anteriores, no LEN A-4 de 2018 houve redução da ordem de 14% [9].

Destaca-se também que após uma redução na variação dos valores máximos verificada em 2016, as diferenças nos leilões A-4 de 2017 e 2018 entre o máximo e o mínimo custo declarados cresceram significativamente. Todavia, a análise dos quartis revela que a variabilidade para os 50% intermediários foi ligeiramente reduzida. Tomando por base o custo médio do LEN A-4 de 2018, é possível desenvolver a Tabela 1:

Tabela 1. Custo por Componentes de Projetos Fotovoltaicos. (Adaptado, [9])

Componente do Projeto	Valor do Investimento	
	%	R\$/kWp
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	71	2.698
Conexão e Transmissão	11	418
Obras Cíveis	8	304
Outros	10	380
TOTAL	100	3.800

Dentre os custos com equipamentos e sistemas auxiliares, podemos destacar além dos módulos, os inversores, estruturas (incluindo rastreadores) e outros.

Dentro dos custos com a estrutura, encontram-se os investimentos com sistema de rastreamento de eixo. Existe uma tendência de utilização de estruturas com rastreamento de um eixo, no A-4 de 2018, 96% dos projetos habilitados utilizaram esse tipo de estrutura, ante 97% no leilão de 2017 [9].

Os equipamentos e sistemas auxiliares representam 71% dos custos nos projetos fotovoltaicos.

Em relação a viabilidade técnica e econômica de projetos eólicos, na prática, é necessário ser feito um mapeamento dos recursos eólicos, de forma que é recomendado utilizar uma rede anemométrica de qualidade, instalada em torres

de medição com alturas de pelo menos 50 m, operando por um período mínimo de 3 anos [10], além de modelos de topografia e rugosidade com alta resolução. Complementarmente, devem ser realizados, quando possível, estudos de representatividade climatológica com medições de longo prazo próximas ao local, avaliando-se as variações interanuais do vento e o seu impacto na geração energética ao longo de toda a vida útil da usina (20 a 25 anos) [6]. As medições anemométricas devem ser mantidas por todo o período de operação da usina, possibilitando um acompanhamento contínuo do desempenho das turbinas e melhorando as estimativas de longo prazo.

Para este estudo, foi utilizado o atlas eólico do estado do Rio de Janeiro, de onde observa-se que a região com maior média de ventos encontra-se na região dos Lagos. Dessa forma, será utilizado o município de Armação dos Búzios como a referência para simulação na área de concessão da Enel RJ, com médias de ventos que variam entre 7 e 8 m/s para 100 metros de altura. Para a área de concessão da Light, observa-se que, de uma forma geral, as médias anuais de vento são menores, sendo o município de Engenheiro Paulo de Frontin um dos poucos com médias ligeiramente superiores. Sendo assim, este será o município utilizado como referência para a simulação na região da Light, com médias de ventos entre 6 e 7 m/s para 100 metros de altura.

Novamente, para simplificação da análise, não serão considerados em detalhe a topografia das regiões definidas para as simulações, tão pouco as distâncias para conexão na rede das distribuidoras.

As turbinas eólicas representam cerca de 70% do investimento total da usina e, por isso, a escolha do equipamento a ser utilizado no projeto demanda cuidado no momento de elaboração do projeto. As propriedades mais importantes dos equipamentos verificadas na análise dos projetos são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária, parâmetros estes determinantes na estimativa de produção de energia de um empreendimento (além da curva de potência do equipamento). De acordo com [12], observa-se um incremento destes parâmetros técnicos ao longo dos leilões, em contrapartida, os custos dos projetos eólicos sofreram forte redução ao longo dos anos.

Os custos dos empreendimentos habilitados para participar do LEN A-4 de 2018, conforme declaração dos empreendedores, foram estimados num intervalo de 3.100 a 8.600 R\$/kW, com média de 5.800 R\$/kW. Devido ao elevado índice de nacionalização dos equipamentos, não se observou grande impacto da variação cambial nos custos dos empreendimentos, que se mostram mais sensíveis à variação da inflação no período.

3.0 SIMULAÇÕES

Os cálculos dos custos de cada possível configuração de sistema, consideram parâmetros como investimento inicial, reposição, operação e manutenção, combustível, e taxa de juros. Sendo o principal resultado econômico o *LCOE*, o software HOMER® ordena cada um dos arranjos a partir do menor *LCOE*.

O tempo utilizado para análise dos projetos foi de 25 anos, pois considera a média da vida útil dos equipamentos utilizados no projeto [11]. Para a taxa de desconto será utilizado o valor de 8% [12]. O diagrama simplificado utilizado no software, com os respectivos componentes e conexões é demonstrado na Figura 1.

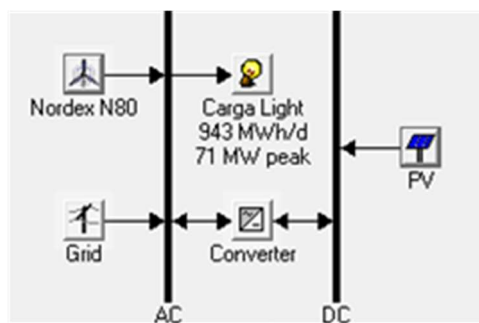


Figura 1. Representação do sistema utilizado. Tela retirada do HOMER®.

Para modelar a carga, utilizou-se a sazonalidade da curva do SIMPLES/EPE para cada uma das distribuidoras, já para a modulação foi utilizado o perfil de consumo horário disponibilizado pelo ONS. De acordo com [13] a média de unidades consumidoras cadastradas como baixa renda na base de clientes da Light é de 5,44% dos clientes residenciais, enquanto que para Enel RJ essa média é de 6,38%. Sabe-se que para ser enquadrado nesta subclasse os clientes não podem ter uma média de consumo acima de 200 MWh e, por simplificação, foi adotada a média de 150 MWh por unidade consumidora. Destaca-se que não há prejuízo para a análise essa simplificação, pois ao fixar uma média de consumo é estabelecido um limite de alcance inicial para os projetos de GD.

3.1 Simulações fotovoltaicas

A potência média por painel fotovoltaico, considerando os projetos habilitados no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016, foi de 330 Wp e com eficiência média de 17% [14]. Em relação à tecnologia dos módulos entre os projetos habilitados no 2º LER, 63% são de silício policristalino [14]. Dessa forma, para o estudo foi selecionado um módulo desse material como referência para as simulações tendo potência e eficiência semelhantes às médias dos equipamentos utilizados neste leilão. Sob essas diretrizes, optou-se pelo módulo CS6U-330p da Canadian Solar,

cujos dados são fornecidos pelo fabricante [15]. Os custos (R\$/kW) adotados para os módulos e inversores são os mesmos tanto para a simulação de custo de energia na Light quanto da Enel RJ.

O somatório do valor dos módulos juntamente com as estruturas (incluindo rastreadores), cabeamento, caixas de junção, equipamentos de proteção, sistema de supervisão, serviço de montagem e obra civil foi estimado em 3.395 R\$/kW e não contempla o inversor. O valor para substituição considera apenas o módulo, pois a estrutura já foi montada inicialmente, os valores utilizados estão de acordo com a Tabela 1. Para o cálculo das despesas com O&M, de acordo com [6], foi utilizado 1% ao ano do investimento inicial em módulos fotovoltaicos, estrutura e outros, apresentados anteriormente na Tabela 1.

O HOMER® permite considerar o efeito da temperatura sobre a eficiência. Para este software não é possível variar as perdas por degradação, que embora na prática sejam cumulativas ao longo dos anos, com uma taxa inferior a 0,7% por ano de acordo com o fabricante, na simulação foram consideradas estáticas [16].

Quanto aos valores dos inversores, o O&M segue a mesma premissa que a dos módulos. Por sua vez, o custo inicial e de substituição são 15% do valor total dos equipamentos [17], e a vida útil adotada para os inversores é de 15 anos [18]. As dimensões dos inversores nas simulações, foram projetadas de modo a serem compatíveis com o sistema fotovoltaico.

Para os dados de irradiação solar, adotou-se para a área de concessão da Enel RJ a posição geográfica do município de Cambuci, esse município tem uma das maiores médias anuais de irradiação global do estado [7]. O HOMER® utiliza dados da NASA [19] e, de acordo com sua base de dados, a média neste caso é de 4,62 kW/(m² x dia).

Já para a área de concessão da Light, os valores de irradiação global médio são inferiores aos da área da Enel RJ. Por simplificação, adotou-se o município do Rio de Janeiro para as simulações, sendo o valor médio de 4,49 KW/(m² x dia).

3.2 Simulações eólicas

A potência média por turbina eólica considerando os projetos habilitados no LEN A-4 de 2018 [20], foi pouco superior a 2,5 MWm, enquanto que a altura média do cubo foi de 110 m, com média de diâmetro do rotor de 120 m.

Já para os custos dos projetos eólicos, os projetos habilitados no LEN A-4 de 2018, tiveram valor de investimento no intervalo entre 3.100 R\$/kW e 8.600 R\$/kW, com média de 5.800 R\$/kW. Como esses valores são referentes à etapa de habilitação, entende-se que provavelmente os projetos com investimento menor terão oferta de preços mais baixos e, consequentemente, maior chance de venda. Portanto, o limite inferior é mais relevante para esse caso que a própria média, sendo o valor de 3.100 R\$/kW adotado como custo das eólicas para a simulação.

O HOMER® possui uma base de modelos de turbinas eólicas reais. Foi selecionado o modelo N80 do fabricante Nordex, pois seus parâmetros são próximos aos do LEN A-4 de 2018.

O município de Armação de Búzios foi selecionado como referência para a área de concessão da Enel RJ, com média anual de ventos de 7 m/s a 100 metros de altitude [8]. Enquanto para área de concessão da Light, foi adotado o município de Engenheiro Paulo de Frontin como referência, com média de ventos de 6 m/s [8]. Em ambos os casos, o perfil dos ventos foram sazonalizados por mês, a partir da base de dados obtida no RETSCREEN® [21].

4.0 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análise do caso da Enel RJ

Para as condições da área de concessão da Enel RJ, os seis melhores resultados, considerando que o HOMER® utiliza o LCOE como principal parâmetro para otimização, estão apresentados na Tabela 2. É possível observar que a melhor opção neste caso, é o cenário com 17 aerogeradores (42,5 MW instalados). Porém, a energia fotovoltaica não se verificou economicamente viável, a sua implementação foi considerada apenas a partir do 4º melhor arranjo, tendo sido o custo nivelado da energia fotovoltaica de 250 R\$/MWh.

Tabela 2. Resultado da otimização para o caso base da Enel RJ.

Nº	PV (kW)	N80	Inversor (kW)	Capital Inicial	O&M (R\$/year)	Total VPL	LCOE (R\$/kWh)	Renov.
1		17		\$ 131,750,000	39,702,264	\$ 555,562,816	0.187	33%
2		16		\$ 124,000,000	40,435,416	\$ 555,638,976	0.187	32%
3		15		\$ 116,250,000	41,239,536	\$ 556,472,832	0.187	30%
4	1000	17	1000	\$ 135,550,000	39,520,272	\$ 557,420,032	0.187	34%
5	1000	16	1000	\$ 127,800,000	40,247,372	\$ 557,431,680	0.187	32%
6	1000	15	1000	\$ 120,050,000	41,044,456	\$ 558,190,336	0.188	31%

Ainda de acordo com a Tabela 2, o custo nivelado de energia foi reduzido de 206,46 R\$/MWh (PMIX) [22], para 187 R\$/MWh, o que já demonstra uma possibilidade de benefício econômico.

A Figura 2 apresenta o resultado técnico-econômico da geração eólica injetada na rede da Enel RJ, onde se observa que o custo nivelado de energia médio para essa fonte foi 137 R\$/MWh, ou seja, 69,42 R\$/MWh mais barato que a energia fornecida pela rede. O fator de capacidade do projeto eólico também é demonstrado na Figura 2, e teve média de 26,8%.

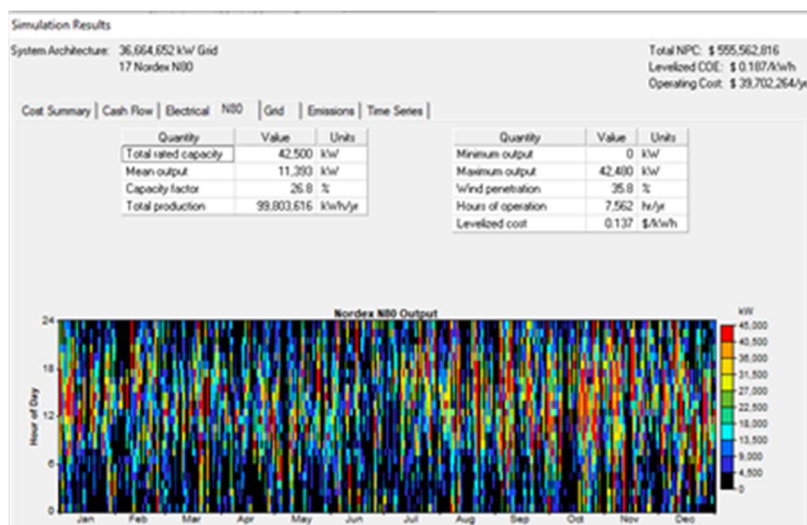


Figura 2. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Enel RJ. Tela retirada do HOMER®.

4.2 Análise do caso da Light

Para as condições da área de concessão da Light, os seis melhores resultados estão apresentados na Tabela 3. É possível observar que a melhor opção neste caso, é o cenário com 15 aerogeradores (37,5 MW instalados). Porém, a energia fotovoltaica não se verificou economicamente viável e, por isso, foi considerada a sua implementação apenas a partir do 3º melhor arranjo. Além disso, o custo nivelado da energia fotovoltaica foi de 255 R\$/MWh.

Tabela 3. Resultado da otimização para o caso base da Light.

Nº	PV (kW)	N80	Inversor (kW)	Capital Inicial	O&M (R\$/year)	Total VPL	LCOE (R\$/kWh)	Renov.
1		15		\$ 116,250,000	64,409,808	\$ 803,810,304	0.219	0.17
2		20		\$ 155,000,000	60,856,252	\$ 804,626,880	0.219	0.22
3	1000	15	1000	\$ 120,050,000	64,180,976	\$ 805,167,552	0.219	0.17
4	1000	20	1000	\$ 158,800,000	60,639,672	\$ 806,114,944	0.219	0.23
5	1000	15	4000	\$ 121,265,000	64,223,316	\$ 806,834,496	0.220	0.17
6		10		\$ 77,500,000	68,342,400	\$ 807,039,808	0.220	0.11

De acordo com a Tabela 3, o custo nivelado de energia foi reduzido de 221,74 R\$/MWh (PMIX) [23], para 219 R\$/MWh, o que é bem menos significativo do que no caso da Enel RJ abordado anteriormente. Isso se deve especialmente às características específicas dos ventos de cada região.

Por sua vez, a Figura 3 apresenta o resultado técnico-econômico da geração eólica injetada na rede da Light, em que se observa que o custo nivelado de energia médio para essa fonte foi de 203 R\$/MWh, ou seja, 18,74 R\$/MWh mais barato do que a energia fornecida pela rede. O fator de capacidade do projeto eólico também é demonstrado na Figura 3, e teve média de 18,1%, bem abaixo do fator de capacidade de 26,8% para a região da Enel RJ. Essa diferença é devida, principalmente, à velocidade média dos ventos em cada região, e tem impacto direto para viabilidade dos projetos.

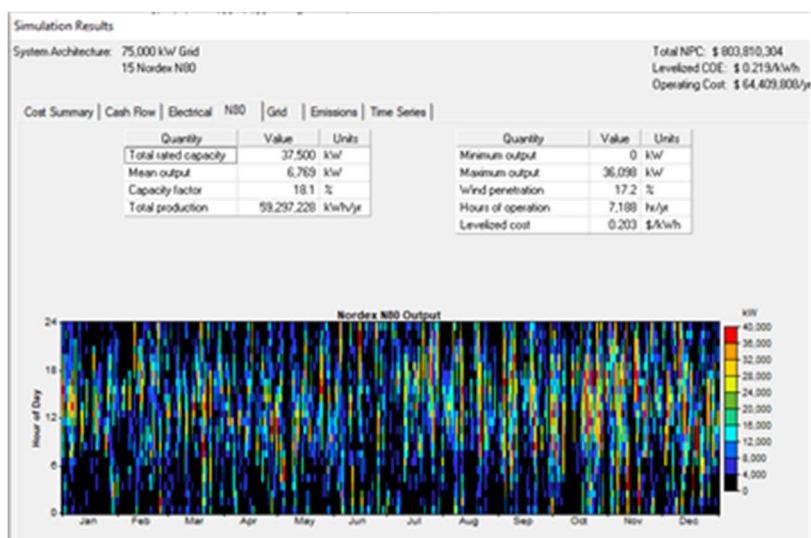


Figura 3. Resultado da geração de energia eólica, otimizado para Light. Tela retirada do HOMER®.

5.0 CONCLUSÕES

Naturalmente, os resultados são sensíveis a alguns dados de entrada, como os preços dos equipamentos, médias de irradiação solar, médias dos ventos (este em especial, com um alto grau de incerteza). Porém, neste artigo não seria possível abordar cenários de sensibilidade, sem comprometer o nível de detalhamento.

Entretanto, sem prejuízo da análise, os resultados mostraram que a fonte eólica já seria competitiva nas condições propostas, enquanto a fonte solar fotovoltaica ainda não se mostrou viável economicamente. Este trabalho evidenciou que, frente a transição elétrica atual, é fundamental a discussão do arcabouço regulatório adequado, com o objetivo de que os benefícios das energias renováveis alcancem a todas as classes sociais, desde que os demais consumidores não sejam onerados para que isso ocorra, e que seja priorizado o equilíbrio econômico regulatório do setor.

A partir deste trabalho, é possível pensar em análises futuras, a seguir são destacados alguns pontos a serem explorados:

- 1) A mesma análise da viabilidade econômica de sistemas de GD pode ser realizada na área de concessão de outras distribuidoras de energia elétrica, considerando seus respectivos preços médios de contratos, além das particularidades de ventos e irradiação solar. Um caso especial, seria o exame de regiões operando em sistema isolado, tendo em vista que a energia elétrica nessas regiões tende a ser mais cara que no sistema interligado.
- 2) Uma análise considerando armazenamento de energia, associado aos sistemas de GD, também pode ser agregador. Tendo em vista que o armazenamento de energia pode deslocar o momento em que essa energia é injetada na rede, nesse caso também seria importante simular diferentes preços de energia elétrica por hora, o que também é possível fazer por meio do HOMER®.
- 3) A investigação de adaptações do modelo de negócio proposto neste trabalho também poderá acrescentar ao estudo. Como exemplo, poderá ser avaliado uma proposta com as mesmas premissas utilizadas neste estudo, porém considerando que os equipamentos dos sistemas de GD fossem entregues aos clientes economicamente mais vulneráveis ao final de um período, ou seja, um modelo semelhante ao leasing, neste caso, as simulações deverão ter como objetivo, o cálculo do tempo necessário para que seja atingida uma receita planejada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BRASIL, “Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004.,” Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos, 2004. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/36PTPpV>. Acesso: 26 de Janeiro de 2021.
- [2] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 167, de 10 de Outubro de 2005,” 2005. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/34RHIMN>. Acesso: 19 de Dezembro de 2020.
- [3] BRASIL. LEI Nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995, 1995. Disponível em: <<https://bit.ly/34OkWQr>>. Acesso: 06 de Março de 2021.
- [4] BRASIL. LEI Nº 10.848, de 15 de Março de 2004, 2004. Disponível em: <<https://bit.ly/34KcHVx>>. Acesso: 15 de Fevereiro de 2021.
- [5] C.KOST, J. N. MAYER, J. THOMSEN, N. HARTMANN e C. SENKAPIEL, “LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES,” Freiburg, Alemanha, Novembro de 2013. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/2KGyjdC>. [Acesso em 20 de Novembro de 2020].
- [6] R. NAKABAYASHI, “MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA,” Março de 2015. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/35pclE8>. [Acesso em 21 Novembro de 2020].
- [7] EGPE – Engenharia Gestão e Pesquisa Em Energia - Instituto de Energia da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Atlas Rio Solar: Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro. [S.l.]: [s.n.]. 2016.
- [8] DO AMARANTE, O. A. C.; DA SILVA, F. J.; RIOS FILHO, L. G. Estado do Rio de Janeiro - Atlas Eólico, Novembro de 2003. Disponível em: <<https://bit.ly/37E7Ibg>>. Acesso: 10 de Julho de 2020.
- [9] EPE, “PROJETOS FOTOVOLTAICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA,” Out 2018. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/33aAEUJ>. [Acesso em 05 de Julho de 2020].
- [10] BRASIL, “PORTARIA Nº 102, de 22 de Março de 2016,” Ministério de Minas e Energia, 2016. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/2OxAVvI>. [Acesso em 05 de Julho de 2020].
- [11] R. F. C. MIRANDA, “ANÁLISE DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO,” Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Outubro de 2013.
- [12] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029,” Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2019b.
- [13] ANEEL, “Indicadores da Distribuição,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/37wzgit>. [Acesso em 05 de Julho de 2020].
- [14] EPE, “RETRATO DOS NOVOS PROJETOS SOLARES FOTOVOLTAICOS NO BRASIL,” 2017. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/337y2qx>. [Acesso em 25 de Julho de 2020].
- [15] CANADIAN SOLAR, “MAXPOWER CS6U- 315| 320| 325| 330P,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/33aESvI>. [Acesso em 20 de Julho de 2020].
- [16] E. KYMAKIS, S. KALYKAKIS e T. M. PAPAZOGLU, “PERFORMANCE ANALYSIS OF A GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC PARK ON THE ISLAND OF CRETE,” Energy Conversion and Management, vol. 50, nº 3, pp. 433-438, Março de 2009.
- [17] EPE, “PROJETOS FOTOVOLTAICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA,” Outubro de 2018. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/33aAEUJ>. [Acesso em 05 de Julho de 2020].

- [18] A. Vale, D. Felix, M. Fortes, B. Borba, B. Dias e B. Santelli, "Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program "Minha Casa Minha Vida"," Energy Police, vol. 108, pp. 292-298, 08 de Julho de 2017.
- [19] NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION - NASA, "Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology," 2019.
- [20] EPE, "PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL," 2018. [Online]. Disponível em: <https://bit.ly/35nE2NB>. [Acesso em 10 de Julho de 2020].
- [21] RETSCREEN® Software, "Natural Resources Canada," 2019. [Online]. Disponível em: <http://www.retscreen.net/ang/centre.php>. [Acesso em 15 de Agosto de 2020].
- [22] ANEEL, "RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.666, de 10 de Março de 2020. Nota Técnica nº 25/2020-SGT/ANEEL," 2020. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20202666.pdf>. [Acesso em 10 de Julho de 2020].
- [23] ANEEL, "RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº2.667, de 10 de Março de 2020. Nota Técnica nº 27/2020-SGT/ANEEL," 2020. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20202667.pdf>. [Acesso em 20 de Julho de 2020].

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro eletricitista e mestre em engenharia elétrica pela UFF, MBA em Finanças pelo Ibmec. Mais de 7 anos de experiência no setor elétrico, onde atua com compra de energia. Especialista em estudos com foco na melhor compra de energia em leilões, além de mecanismos do ambiente regulado. Participação ativa na previsão das despesas da distribuidora no âmbito da CCEE e dos faturamentos bilaterais. Além de analisar impactos de mudanças na regulamentação, e apoio na elaboração de contribuições para consultas públicas junto a ANEEL e ao MME. Sólida experiência em análise financeira e elaboração de contratos de Geração Distribuída.

(2) THIAGO JOSÉ BARBOSA DA ROCHA

Thiago José Barbosa da Rocha graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (2015) e possui Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações pela mesma Universidade (2020). Atualmente é doutorando em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações também pela UFF. Trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e tem experiência na área de Sistemas Elétricos de Potência, com ênfase em: dinâmica e controle, transitórios eletromagnéticos e programação e processamento paralelo aplicados.

(3) DANIEL HENRIQUE NOGUEIRA DIAS

O pesquisador Daniel Henrique Nogueira Dias, atua principalmente nos seguintes temas: desenvolvimento de equipamentos elétricos aplicados a sistemas de energia elétrica, com ênfase em modelagem pelo método dos elementos finitos, mobilidade elétrica e fontes alternativas de geração de energia (Solar fotovoltaica). O pesquisador é, atualmente, bolsista DT nível 2 do CNPq e Jovem Cientista do Nosso Estado, pela FAPERJ. No eixo pesquisa, possui um total de 34 artigos em revistas conceituadas e de relevante fator de impacto. 25 trabalhos publicados em anais de congressos, sendo a maioria deles em conferências de grande relevância em sua área de atuação.

(4) ANNELYS MACHADO SCHETINGER

Engenheira Eletricista pela UFF (2014). Mestre em Engenharia Elétrica e Telecomunicações pela UFF (2017). Doutoranda no Programa de Planejamento Energético da COPPE-UFRJ. Desenvolve pesquisas na área de Geração e Armazenamento Distribuídos, Energia Solar Fotovoltaica, Redes Inteligentes, Veículos Elétricos e Políticas Energéticas. Sua experiência de trabalho inclui Desenvolvimento de Projetos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede – GDFV, Instalação e Manutenção, Homologação dos Projetos na Concessionária de Energia Elétrica, Treinamento de pessoal para realização de visita técnica, Treinamento de Equipe de Expansão para Instalação de usinas GDFV.