

**GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA OPERANDO EM
PARALELO COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO SEM INJEÇÃO
DE ENERGIA – ESTUDO DE CASO PARA CONSUMIDOR DO
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Pedro Drumond Junior
Joaquim Eugênio Abel Seabra
Otávio Lopes Alves Esteves
Carlos Henrique Manenti da Rocha

*Universidade Estadual de Campinas
Demape Energias Renováveis*

RESUMO

Este trabalho apresenta uma avaliação técnica e econômica de um projeto de geração de energia elétrica por meio de módulos solares fotovoltaicos (FV) em uma indústria do interior do estado de São Paulo participante do mercado livre de energia. A legislação atual da ANEEL não permite que clientes do mercado livre possam utilizar o sistema de compensação de créditos em energia elétrica. Ou seja, esses clientes não podem injetar energia na rede de distribuição e receber créditos para abatimento em horários onde a geração é menor que o consumo. Por este motivo, visando atender à legislação vigente, foi desenvolvida uma solução de paralelismo com a rede sem injeção de energia. Para este modelo foi utilizado um sistema de controle eletrônico que avalia a relação entre eletricidade gerada pelo sistema solar e a demanda por energia, de forma que não haja injeção do excedente de geração. Para definir qual é a potência do sistema solar que resulte em maior retorno econômico, foram testadas alternativas em simulações computacionais usando dados de consumo obtidos pelo histórico com a concessionária. Para cada opção simulada foram calculados os indicadores econômicos Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). Em seguida foi feita uma análise utilizando a taxa de retorno incremental, que avalia o resultado de cada aumento de receita associado a um acréscimo no investimento quando a potência do sistema solar aumenta. Os resultados mostraram atratividade econômica crescente até certo ponto de inflexão, a partir do qual um aumento da potência solar causa redução dos indicadores. Além disso, com a taxa de retorno incremental foi possível definir qual é a melhor opção sob a ótica de retorno econômico. O estudo do comportamento destes indicadores e aspectos relacionados é essencial para a tomada

de decisão de investidores, o que pode refletir nas políticas adotadas pelos governos e crescimento na demanda pela fonte solar FV no país.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; mercado livre de energia; geração distribuída

ABSTRACT

This work presents technical and economic evaluation of a electric energy generation project using photovoltaic solar modules (PV) applied at a industry placed on state of São Paulo and participating in the brazilian free market of energy. The current ANEEL legislation does not allows free market customers to participate of credits in electric energy compensation. These customers can not inject energy on the distribution grid and acumulate credits for use when generation is less than consumption. For this reason, in order to comply with current legislation, a grid parallelism solution was developed without energy injection. It was selected an electronic control system that can evaluates the relation between electricity generated by solar system and the demand for energy, so injection of energy surplus is not possible. In order to determine the power of the solar system that results in a higher economic return, alternatives were tested using computational simulations beyond consumption data obtained from the history of the local energy distribuiton company. For each simulated, the economic indicators Return of Investment (ROI) and Net Present Value (NPV) were calculated. Economic analyze was made using the incremental rate of return, which evaluates the result of each revenue increase associated with an increase in investment when the power of the solar system increases. The results showed that increasing economic attractiveness up to a certain point of inflection, from which an increase in solar power causes reduction of the indicators. Moreover, with the incremental rate of return it was possible to define which is the best option from the point of view of economic return. evaluate the behavior of these indicators and related aspects are essential for the decision of investors, which can reflect in the policies adopted by the governments and growth in the demand for the solar source FV in the country.

Keywords: photovoltaic solar energy; energy free market; distributed generation

1. CONTEXTO

A regulação do setor de projetos de geração distribuída conectados à rede de distribuição teve seu marco inicial introdutório em 2012, quando a ANEEL publicou a norma técnica “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”. Neste documento, foram apresentados os conceitos técnicos relacionados ao setor de geração fotovoltaica e também informações que permitiam uma estimativa de como o segmento seria introduzido no Brasil para os próximos anos. A conclusão inicial desse estudo foi que a inserção de sistemas FV teria mais viabilidade por meio de projetos de auto geração distribuída, especialmente em residências e comércios, quando houvesse a paridade tarifária. Ou seja, os consumidores teriam maior interesse por esses sistemas quando as tarifas das concessionárias estivessem mais próximas dos custos da auto geração (EPE, 2015). No mesmo ano, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 482, que estabelecia os fundamentos e apresentava a primeira legislação, permitindo a consumidores residenciais, comerciais e industriais, instalar sistemas conectados às redes existentes de abastecimento elétrico, por meio dos sistemas de compensação de créditos em energia, conhecido também como “*net metering*”.

Em 2015 a ANEEL revisou a Res. 482 e emitiu a Res. 687, de forma a facilitar o acesso dos consumidores a projetos de auto geração. As principais mudanças foram aumento da carga instalada máxima aceita para conexão à rede, de 1 MW para 5 MW e também prazo de validade dos créditos em energia, de 3 anos para 5 anos. Em relação aos incentivos fiscais e econômicos, houve redução da alíquota do Imposto de Importação de 14% para 2%, para todos os bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica. A intenção deste benefício foi viabilizar a construção de fábricas de equipamentos do setor no Brasil. Inicialmente houve alguns resultados, porém, até início de 2017, poucos investidores aderiram à ideia, especialmente porque os preços dos produtos chineses são menores, de forma que essa competição praticamente independe do câmbio, pois, quase todos os insumos de fabricação são comprados na mesma região asiática. O CONFAZ possibilitou isenção de ICMS e IPI sobre sistemas com NCM de kit de geração FV, representando uma redução que pode chegar a 30% no preço final dos sistemas. Porém, esse benefício se aplica isoladamente aos módulos FV. Os demais itens que compõem os projetos não podem ter essa isenção se adquiridos isoladamente. Outro problema atual é que o CONFAZ não atualizou o benefício de isenção de ICMS para sistemas de capacidade de até 5 MW, fazendo com que investidores fiquem limitados a 1 MW.

Algumas linhas de crédito foram disponibilizadas desde 2012 especialmente para sistemas FV e outras sofreram adaptações para in-

cluir a geração solar no grupo de tecnologias atendidas. Especialmente os produtores rurais conseguiram boas linhas subsidiadas como o PRONAF e PROGER para alavancar projetos em suas propriedades. O problema é que esses clientes já possuem benefícios em relação às tarifas de energia elétrica, o que faz com que o retorno econômico seja mais a longo prazo, desestimulando o setor. Para os clientes residenciais, ainda não há linhas com juros atrativos disponíveis. Algumas agências estaduais de fomento como o Desenvolve SP, Banco do Nordeste e Banco do Desenvolvimento de MG apresentam opções para empresas de médio e pequeno porte, porém as garantias exigidas e a burocracia envolvida com o processo de aquisição do financiamento muitas vezes são entraves. Bancos privados começaram a oferecer financiamentos, porém os prazos são curtos (até 5 anos) e juros altos, especialmente até final de 2016, quando a SELIC estava na casa dos 14% a.a. Outros incentivos surgiram como a divulgação pelo BNDES em 2014 do plano de nacionalização de equipamentos para o setor FV, apresentando as diretrizes e regras progressivas até 2020 para que a indústria local se desenvolva. A ideia é que projetos que utilizem equipamentos nacionais consigam linhas especiais com juros baixos de mercado. Porém, com a taxa de juros do Brasil muito alta, investidores internacionais começam a oferecer crédito para projetos no país e as empresas normalmente conseguem menores custos com produtos importados. Finalmente, e não menos importante, é essencial destacar a atuação do INMETRO, que certifica desde 2011 equipamentos para utilização no mercado nacional para projetos conectados a redes de distribuição e transmissão.

Em relação ao mercado de geração centralizada, no modelo de grandes Usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), entre 2014 e 2015 foram realizados 3 leilões, totalizando 2,8 GW contratados e outros 674 MW no final de 2017. Voltando a GD, são mais de 20.000 projetos até o final de 2017, sendo a fonte fotovoltaica responsável por 99,2% do número de sistemas e 70% da capacidade instalada. No entanto, esta opção é disponível apenas para os clientes cativos, excluindo o mercado livre de energia. Muitas empresas operando no mercado livre mostram interesse em instalar sistemas FV, seja pelo apelo econômico, ambiental ou aspectos relacionados à sustentabilidade e redução do impacto ambiental. Por estes motivos é necessário estabelecer soluções alternativas para estes consumidores, de forma a respeitar os procedimentos legais da ANEEL e também das concessionárias.

2. METODOLOGIA

Para estudar um modelo de projeto para aplicação em um consumidor com contrato de energia no mercado livre, foi selecionada uma indústria residente na cidade de Sumaré – SP e coletado o histórico de consumo a partir das faturas com a concessionária local. Neste caso, a empresa tem um contrato de compra de energia com a LIGHT e também paga o transporte da energia para a CPFL Paulista. O estudo de viabilidade econômica precisa, então, comparar os resultados estimados após a instalação do sistema solar FV com a soma das despesas com os dois contratos atuais. O período analisado foi entre setembro de 2016 e agosto de 2017, quando o contrato com a geradora estava fixo em R\$ 250,00/MWh e a distribuição faturada em R\$ 160,00/MWh. O total de R\$ 410,00/MWh foi a referência utilizada para os cálculos econômicos, uma vez que a energia gerada pela fonte solar no projeto de auto geração resulta diretamente e integralmente na economia do mesmo montante do contrato no mercado livre, tanto na geração quanto na distribuição.

A partir dos dados foi necessário estimar a curva de carga da indústria, para definir o consumo horário de energia e comparar com a futura geração solar FV. A forma mais assertiva do ponto de vista técnico, para levantamento destes dados, é a solicitação junto à concessionária do documento conhecido como Memória de Massa, que informa a potência elétrica média a cada 15 minutos. Com esses dados seria possível montar as curvas diárias e estabelecer um método de médias ou ponderação para definir qual seria a curva utilizada para comparação com a geração FV. No entanto, esta solicitação gera custos, demanda maior tempo de espera por parte do consumidor e ainda necessita de aproximações que podem levar o estudo para um nível bem mais complexo, que provavelmente não refletiria em maior retorno econômico para o projeto FV. Dessa forma, a metodologia adotada para este estudo foi levantar os dados a partir de respostas da equipe de operação da empresa e também avaliar o histórico de consumo e demandas medidas nos últimos 12 meses. Sabendo-se a demanda média no horário de ponta e no fora de ponta, foi possível estimar a demanda média do período em que a empresa não está em operação. A cobrança horária não é aplicada aos finais de semana, portanto, seria necessário um ajuste nesses valores. Porém, para facilitar os cálculos, entendendo que não haveria grandes impactos, esse fator foi desconsiderado.

Tabela 1 – Histórico de consumo e demandas faturadas
(Elaboração própria)

Mês	Consumo (MWh)		Demanda (kW)	
	Ponta	Fora P	Ponta	Fora P
Agosto	35,9	302,1	704	829
Julho	32,3	280,5	715	813
Junho	29,5	297,8	653	876
Maiο	30,6	281,6	674	840
Abril	27,7	255,9	674	828
Março	27,5	246,9	673	820
Fevereiro	33,9	291,5	757	846
Janeiro	32,8	272,0	711	825
Dezembro	29,1	249,3	762	901
Novembro	36,4	306,4	747	870
Outubro	35,8	295,1	788	912
Setembro	30,6	264,9	705	848
Média diária	10,35		714	851

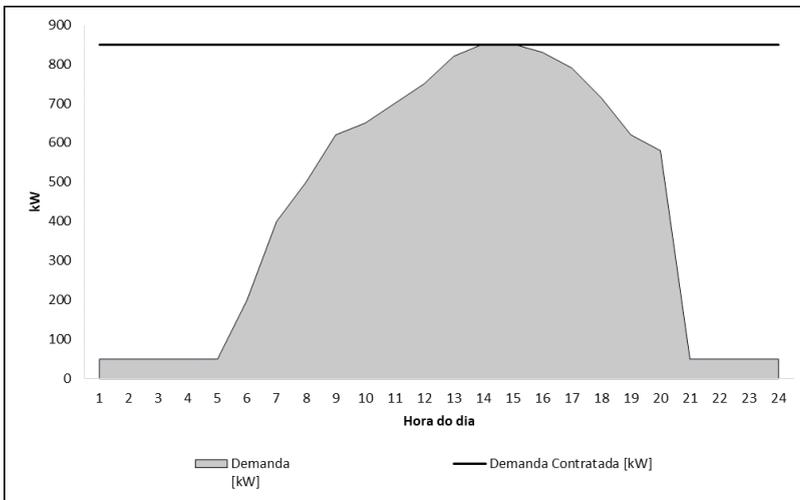


Figura 1 – Curva de carga diária média (Elaboração própria)

Se fosse possível conectar o sistema na rede de distribuição e utilizar o modelo *net metering*, injetando energia na rede, gerando créditos e abatendo nos momentos sem geração solar, o dimensionamento seria realizado apenas levando em consideração o consumo total. Porém, como mencionado anteriormente, não é possível adesão de clientes do mercado livre nesse sistema. Dessa forma, é necessário

um sistema de controle para impedir injeção de energia na rede quando a geração solar for maior que o consumo da empresa.

A Figura 2 mostra um exemplo de perfil geral da geração de energia solar fotovoltaica aplicada a uma curva de carga como a elaborada neste trabalho. Nas regiões A e E a demanda da empresa por eletricidade está maior que a geração solar. Nestes períodos a empresa estaria consumindo energia da rede da concessionária. Nos pontos B e D o consumo é igual à geração e na área C há geração maior que o consumo, gerando energia excedente. Em um sistema operando como *Net Metering*, a energia excedente seria injetada na rede contabilizando créditos para a unidade consumidora. Porém, no modelo deste trabalho, para consumidor do mercado livre, essa energia precisa ser rejeitada. Esse processo é realizado através do sistema de controle conhecido como *Smart Meter*. A operação consiste em modificar valores de tensão e corrente de entrada do inversor de frequência de forma que o montante de energia gerado seja apenas o necessário, não havendo excedentes para injeção na rede de distribuição.

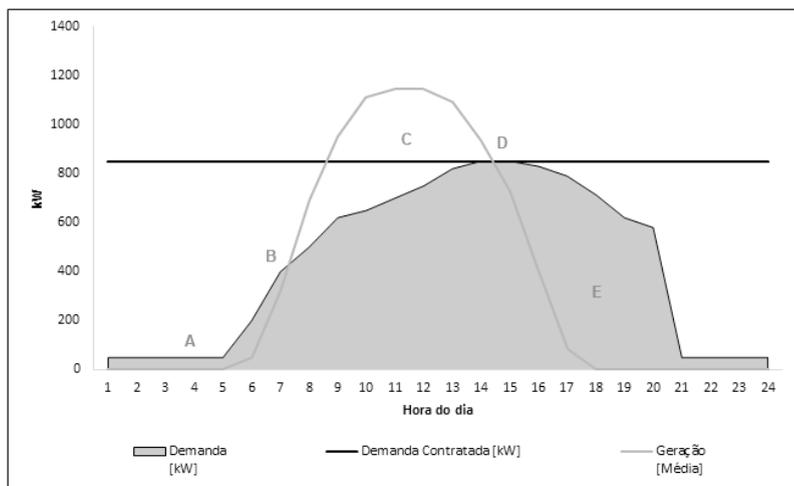


Figura 2 – Trânsito de energia entre Demanda e geração solar FV (Elaboração própria)

A rejeição de energia causa problemas, especialmente perda de vida útil dos módulos por sobre aquecimento. Boussaid (2016) apresentou estudo com módulos de silício amorfo operando em circuito aberto (sem carga) em uma região desértica (alta irradiação). Os resul-

tados mostram perda de até 4 anos na vida útil dos módulos (16% em um horizonte de 25 anos). No sistema utilizado neste trabalho, os circuitos não ficariam operando da mesma forma em circuito aberto, pois sempre haveriam cargas para consumir parte da energia gerada. Assim, não é possível afirmar a ordem de grandeza das perdas em vida útil. Porém, é razoável assumir que quanto mais energia for rejeitada, maior será a perda por aquecimento e conseqüentemente pior o resultado econômico.

Para avaliar a melhor opção de potência para o sistema solar FV foram testadas alternativas com passos de 250 kW até obtenção do valor de VPL negativo. A demanda contratada é de 850 kW em um contrato de média tensão na modalidade de tarifa verde. O investimento para cada sistema simulado foi obtido a partir da pesquisa da GREENER. Objetivando a obtenção de valores que representem o ganho em escala, foram utilizados os valores de menor preços médios mínimos. A geração de energia líquida foi estimada por meio de simulações com o *software* PVSyst.

A avaliação econômica foi realizada por meio do cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) nominal e VPL (Valor Presente Líquido). Este último indicador foi calculado considerando uma taxa mínima de atratividade de 10% ao ano, de forma que o objetivo do trabalho não é fazer comparação da viabilidade de projetos FV com outros investimentos de mercado e sim encontrar o melhor resultado econômico variando-se o sistema solar definido. Para estimativas de manutenção foi considerado 1% do investimento inicial para despesas anuais. O período de avaliação foi de 20 anos, sendo desconsiderados os aumentos nas tarifas do mercado livre. Sabe-se que tal afirmação não apresenta a realidade, porém trata-se de um ambiente muito variável, dependente de demanda e oferta, além de fatores naturais como as chuvas. A Agência Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) publica, regularmente, relatórios de previsão dos preços médios em um horizonte de três anos. Porém, é preciso adicionar a estes valores os custos da transmissão e distribuição. Esta última parcela tem aumentos anuais por meio dos reajustes apresentados pelas concessionárias para a ANEEL. Neste cenário de incertezas, este trabalho não considerou aumento real (em relação à inflação) nos preços ao longo do horizonte de 20 anos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 2 mostra os resultados obtidos para o montante de energia gerada pelo sistema FV, que foi abatida do consumo total da unidade consumidora, e as perdas (energia rejeitada, quando a geração for maior que o consumo) para cada opção de potência do sistema

FV testada. Percebe-se que até 750 kW de potência para o sistema solar não há perdas de energia por rejeição, o que configura bom sinal do ponto de vista técnico. A partir deste ponto, a medida que a potência solar aumenta, as perdas também aumentam, atingindo quase 50% de toda a energia gerada pelo projeto FV para a potência de 3 MW e apenas 23% da energia reduzida em relação ao consumo. Fazendo uma analogia com o estudo de Boussaid, é possível estimar que neste caso haveria uma perda de vida útil dos módulos em cerca de dois anos, equivalente a 8% do total de 25 anos.

Tabela 2 – Geração de energia e abatimento do consumo
(Elaboração própria)

OPÇÃO	kW FV	R\$ / W	Energia Compensada	Perdas
1	250	R\$ 3,57	4,6%	-
2	500	R\$ 3,44	7,7%	-
3	750	R\$ 3,42	11,5%	-
4	1.000	R\$ 3,39	15,1%	1,61%
5	1.250	R\$ 3,37	17,5%	8,44%
6	1.500	R\$ 3,35	19,2%	16,34%
7	1.750	R\$ 3,33	20,4%	23,72%
8	2.000	R\$ 3,31	21,3%	30,31%
9	2.250	R\$ 3,29	22,0%	36,08%
10	2.500	R\$ 3,27	22,6%	41,07%
11	2.750	R\$ 3,25	23,0%	45,37%
12	3.000	R\$ 3,23	23,4%	49,12%

A Tabela 3 apresenta os resultados de TIR e VPL para os sistemas simulados, sendo este último indicador o montante monetário acumulado ao longo do período de 20 anos (adicional ao valor obtido em aplicação referência de 10% a.a.). Nestes cenários não foi considerada contratação de empréstimo financeiro para alavancagem do negócio, sendo o investimento inicial realizado integralmente por meio de recurso próprio. Para definir qual o melhor projeto, alguns critérios devem ser levados em consideração, além da análise econômica. Um bom estudo precisa considerar a capacidade de investimento da empresa, seu fluxo de caixa, possibilidade de obtenção de alavancagem com empréstimos, ganhos indiretos com marketing, sustentabilidade, possíveis descontos e benefícios como IPTU verde e linhas de créditos específicas para projetos de energias renováveis. Avaliando apenas os primeiros indicadores na Tabela 3, percebe-se que a melhor TIR ocorre para potência instalada de 750 kW. Porém, o melhor VPL está para 1 MW. Esse fato é comum e ocorre em análises de opções de investimentos mutuamente excludentes. Ou seja, quando uma opção elimina

obrigatoriamente a outra, pois não é possível executar o projeto previsto na opção 3 e na opção 4 ao mesmo tempo. Dessa forma, é necessário escolher a melhor opção por meio da taxa de retorno incremental.

Tabela 3 – Resultados de TIR e VPL (Elaboração própria)

OPÇÃO	kW FV	Investimento	E compensada (kWh)	TIR Nominal	VPL
1	250	R\$ 892.500,00	395.208	15,50%	R\$ 341.923,95
2	500	R\$ 1.720.000,00	790.415	16,25%	R\$ 754.381,71
3	750	R\$ 2.561.250,00	1.185.623	16,41%	R\$ 1.151.918,86
4	1.000	R\$ 3.390.000,00	1.555.302	16,22%	R\$ 1.478.373,86
5	1.250	R\$ 4.212.500,00	1.809.255	14,89%	R\$ 1.427.892,94
6	1.500	R\$ 5.025.000,00	1.983.726,11	13,27%	R\$ 1.124.723,16
7	1.750	R\$ 5.827.500,00	2.110.348,58	11,72%	R\$ 673.749,62
8	2.000	R\$ 6.620.000,00	2.203.494,74	10,28%	R\$ 122.628,53
9	2.250	R\$ 7.402.500,00	2.273.494,95	8,98%	-R\$ 494.387,26
10	2.500	R\$ 8.175.000,00	2.329.123,92	7,81%	-R\$ 1.148.203,06

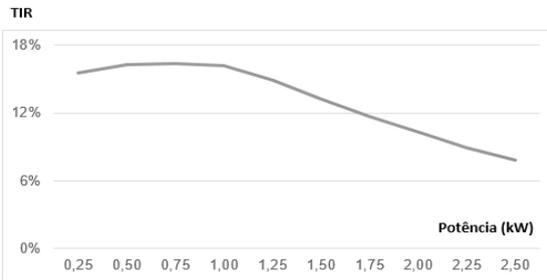


Figura 3 – Resultados da TIR para variações na potência FV instalada (Elaboração própria)

A Tabela 4 apresenta os resultados encontrados para as simulações de incremento de potência no sistema solar FV, para cada opção testada. O conceito nesta análise é verificar a TIR acima da taxa mínima de atratividade, para cada aumento de potência. Quando o resultado é positivo, entende-se que o incremento é viável, ou seja, a nova opção é mais atrativa que a anterior. Esses cálculos são feitos até que a TIR seja menor que a TMA. Neste ponto a viabilidade econômica está abaixo de mínimo exigido pelo investidor e então é recomendável rejeitar a mudança. Conforme a Tabela 4 é possível verificar que a alteração de 750 kW para 1.000 kW apresenta TIR incremental acima de 15%, validando a mudança. O passo seguinte, alteração para 1.250 kW resultou em TIR menor que o valor de 10% estabelecido anteriormente como TMA. Dessa forma, essa movimentação não deve ser aceita e a conclusão sobre a melhor opção de retorno econômico é a potência de 1 MW. Este resultado está coerente com a

teoria econômica, pois a melhor opção de investimento é exatamente a que apresentou maior VPL.

Tabela 4 – Resultados da análise de taxa incremental
(Elaboração própria)

Potência (kW)		TIR
de	para	
250	500	17,07%
500	750	16,72%
750	1.000	15,64%
1.000	1.250	9,06%
1.250	1.500	3,83%

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Resolução normativa nº 482. Brasília, DF, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

ANEEL. Resolução normativa nº 687. Brasília, DF, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.

ANEEL. Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, 2017.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2014 . Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia, 2015.

EPE. Estudos da Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/15 . Brasília - DF : Ministério de Minas e Energia, 2015.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia. Brasília - DF: Ministério de Minas e Energia, 2017.

GREENER. Estudo estratégico. Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída, 2018.

IEA. Fonte: International Energy Agency: <http://www.iea.org/policie-sandmeasures/renewableenergy/?country=United%20States>, 2017.

IEA. Fonte: International Energy Agency: <http://www.iea.org/policie-sandmeasures/renewableenergy/?country=Germany>, 2017.

M. Boussaid, A. B. Solar cell degradation under open circuit condition in out-doors-in. Results in Physics, 2016.

PDE. Empresa de Pesquisa Energética EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, 2014.

PNE 2050. Empresa de Pesquisa Energética EPE. Estudos de Demanda de Energia. Nota técnica DEA 13/15. Demanda de Energia 2050, 2016.

REN21. Renewables 2017. Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for 21th Century, 2017.

