

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DA INSERÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

DENIS E. DA SILVA, LUIZ C. P. DA SILVA

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, DSE, UNICAMP

Av. Albert Einstein, 400, 13083-852, Campinas, SP, Brasil

E-mails: denis@dsee.fee.unicamp.br, lui@dsee.fee.unicamp.br

Abstract — This paper presents an impact analysis of high levels of photovoltaic penetration and energy storage systems in a low voltage distribution network. For the technical evaluation, load flow simulations are performed to assess the voltage profile for growing integration levels of distributed generation in the network. Furthermore, storage systems are assessed for the mitigation of over-voltages during periods of peak power generation. For the economic evaluation, the revenue of the utility is assessed for three different tariff models, considering the Conventional rate, the Time-of-Use rate and the Feed-In rate.

Keywords — Distribution Networks, Dispersed Generation, Storage Systems, Time-of-Use Tariff, Feed-In Tariff.

Resumo — Este trabalho apresenta uma análise dos impactos da inserção massiva de geração solar fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em uma rede de distribuição de baixa tensão. Para a avaliação técnica, são realizadas simulações de fluxo de potência para verificação do perfil de tensão para crescentes níveis de inserção de geração distribuída na rede. Além disso, os sistemas de armazenamento são avaliados na mitigação de sobretensões nos períodos de maior geração de energia. Para a avaliação econômica, o faturamento da distribuidora é verificado para três modelos tarifários distintos, considerando a Tarifa Convencional, a Tarifa Branca e a Tarifa Feed-In.

Palavras-chave — Redes de Distribuição, Geração Distribuída, Sistemas de Armazenamento, Tarifa Branca, Tarifa Feed-In.

1 Introdução

A utilização de sistemas fotovoltaicos para a produção de energia tem crescido de forma acelerada em todo o mundo. De acordo com dados da Agência Internacional para as Energias Renováveis, a capacidade instalada mundial atingiu a marca de 223 GW no final de 2015, sendo que países como a China, o Japão e os Estados Unidos foram os que mais avançaram em novas instalações em anos recentes (IRENA, 2016).

Neste contexto, a geração distribuída, como é definida a geração próxima ao local de consumo, tem assumido papel de destaque, uma vez que a sua implementação pode ser realizada em pequena escala e até mesmo por consumidores residenciais, como o que já acontece no Brasil.

Diversos fatores como, por exemplo, a economia em investimentos em transmissão, a redução das perdas nas redes e a melhoria da qualidade do serviço em energia elétrica podem ser citados como vantagens da geração distribuída, quando comparadas com a geração centralizada tradicional (ANEEL, 2016a).

Entretanto, tendo em vista o aumento da complexidade para o planejamento e operação da rede pelo lado da distribuidora, é necessário se avaliar tecnicamente o impacto da inserção destes sistemas na infraestrutura de distribuição de energia. A elevação da tensão em regime permanente, a alteração dos níveis de curto-circuito e o aumento da distorção harmônica na rede são alguns dos efeitos es-

perados quando da utilização de geradores fotovoltaicos conectados (Aramizu et al., 2013).

Sistemas de armazenamento, quando utilizados em conjunto com os geradores, permitem aliviar alguns destes impactos, como por exemplo, o aumento do perfil de tensão nos horários de maior geração de energia e as flutuações de tensão originadas pelas alterações no clima, como aquelas causadas pelo sombreamento originado pela passagem de nuvens (Abdelrahman, 2012). Além disso, baterias podem permitir uma maior autonomia energética para seus usuários, seja em relação à segurança de suprimento, fornecendo reserva para cargas prioritárias, seja em relação à otimização dos custos com a conta de energia, onde diferentes opções de tarifa estão disponíveis para o consumidor (Medina et al., 2014).

Ao mesmo tempo, as distribuidoras se preocupam com o impacto econômico causado pelas perdas de receita nos serviços de distribuição de energia, uma vez que os consumidores com sistemas de geração são menos dependentes da energia disponibilizada na rede pelas distribuidoras (DOE, 2007).

Com base no exposto, os principais objetivos deste trabalho são os de avaliar, técnica e economicamente, como a inserção massiva de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia podem impactar no desempenho de modernas redes de distribuição.

2 A Geração Distribuída e seus Impactos

A inserção de geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição pode alterar de maneira signifi-

ficativa a qualidade da energia elétrica da rede. O principal impacto, e usualmente o fator limitador no dimensionamento de equipamentos, é a elevação do perfil de tensão nas diversas barras do sistema (Borges, 2014).

Estas sobretensões podem se tornar expressivas quando existir uma diferença significativa entre a potência gerada e a potência consumida em cada barra da rede ou quando a linha de distribuição apresentar altos valores de resistência e reatância. Estudos recentes mostram que distribuidoras já estão encontrando dificuldades na integração de grandes geradores fotovoltaicos em alimentadores longos e com alta impedância, como por exemplo, os que são responsáveis pelo atendimento às regiões de perfil rural (Lewis, 2011).

Estratégias de mitigação de impactos, como por exemplo, o recondutoramento de linhas, a divisão de circuitos e a instalação de transformadores com comutadores de derivação podem exigir investimentos das distribuidoras (Souza, 2014). Por outro lado, alternativas também podem ser buscadas juntamente aos consumidores, tais como o gerenciamento da carga e a inclusão de sistemas de armazenamento de energia, tópico que será avaliado com maior detalhamento neste estudo.

3 Ferramentas de Simulação

Neste trabalho, a avaliação técnica é realizada por meio de repetidas simulações de fluxo de potência de uma rede de distribuição de baixa tensão. Considerando que os dados de consumo e geração estão disponíveis em intervalos de 15 minutos, são executadas 96 simulações para a verificação do perfil de tensão em um dia de operação da rede. O software OpenDSS, de desenvolvimento da EPRI, é utilizado para tal fim.

A avaliação econômica é realizada por meio da integração das curvas de geração e carga de cada um dos consumidores, também no decorrer de um dia de operação da rede. São avaliadas as melhores opções de tarifação em cada cenário e em seguida é calculado o impacto econômico no faturamento da distribuidora. O software MATLAB, de desenvolvimento da MathWorks, é utilizado nesta etapa.

4 Caracterização do Sistema

O sistema utilizado para as investigações deste trabalho é formado por uma rede de distribuição de baixa tensão em topologia radial. O sistema possui 20 barras, onde estão conectados vinte consumidores residenciais. A Figura 2 apresenta como a rede está construída.

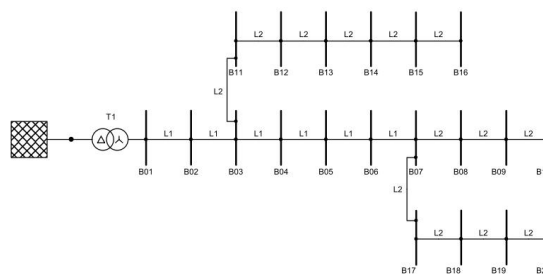


Figura 2. Topologia do Sistema Simulado

Um transformador de distribuição está instalado na origem do circuito e é alimentado por um ramal de média tensão da distribuidora. As características deste equipamento podem ser verificadas na Tabela 1.

Tabela 1. Características do Transformador

Atributo	Valor
Potência Nominal	75 kVA
Tensão Primária	13,8 kV
Tensão Secundária	220 V
Ligação Primária	Delta
Ligação Secundária	Estrela Aterrada
Reatância	4 %
Perdas	1,5 %

As barras do sistema estão espaçadas em trechos de 30 m, totalizando desta maneira 300 m entre o transformador e a barra mais distante da origem do circuito. Os parâmetros elétricos das linhas de distribuição podem ser verificados na Tabela 2.

Tabela 2. Características das Linhas de Distribuição

Tipo	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
L1	0,4791	0,3155
L2	0,6045	0,3249

Os consumidores apresentam carga instalada entre 2 kW e 5 kW, fator de potência unitário e estão conectados na rede de distribuição através de uma ligação bifásica. A curva de carga é individualizada para cada consumidor, visando assim avaliar os impactos em uma região de atendimento heterogênea, onde diferentes padrões de consumo são encontrados.

Os sistemas de armazenamento de energia apresentam capacidade nominal que varia entre 4 kWh e 10 kWh, potência de 2,5 kW e eficiência de 90% nos processos de carga/descarga. O controle destes sistemas foi realizado a partir da estratégia apresentada na Tabela 3.

Tabela 3. Controle dos Armazenadores

Horário Inicial	Horário Final	Ação
00h15	9h30	Em espera
9h45	18h00	Carregar
18h15	00h00	Descarregar

A curva de geração utilizada nas simulações foi obtida através de dados de irradiação solar medidos na Usina Fotovoltaica de Tanquinho, localizada em Campinas – SP.

5 Avaliação Técnica

5.1 Cenário com Geração Distribuída

Inicialmente são simulados diferentes níveis de inserção de geração distribuída para verificação do perfil de tensão na rede. Nesta etapa, todos os consumidores possuem sistemas fotovoltaicos instalados em suas residências e os sistemas de armazenamento ainda não são considerados. Os resultados das simulações de fluxo de potência são então comparados com o caso base, onde não há consumidores utilizando sistemas de geração de energia em suas instalações.

O nível de inserção de geração distribuída (Inserção) é calculado pela razão entre a soma da potência ativa de todos os geradores fotovoltaicos instalados na rede (G) em relação à soma da carga instalada de todos os consumidores da rede (C), conforme pode ser verificado na equação 1.

$$Inserção = \frac{G}{C} \quad (1)$$

A análise do perfil de tensão concentra-se no comportamento da rede às 12h00 de um dia ensolarado, tendo em vista que é neste cenário que os sistemas fotovoltaicos apresentam os maiores montantes de geração de energia.

O limite superior e o limite inferior considerados para a máxima variação de tensão no alimentador são de 1,05 p.u. e 0,92 p.u. respectivamente, conforme aqueles definidos nos Procedimentos de Distribuição atualmente em vigor no país (ANEEL, 2016b).

A Figura 3 mostra o perfil de tensão por barra na Fase A para os casos selecionados.

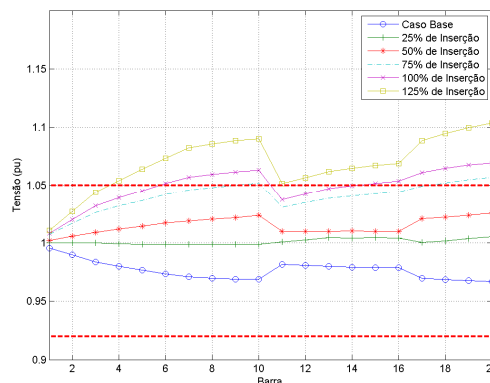


Figura 3. Perfil de Tensão por Barra na Fase A

Como pode ser observada, a barra B20 é um ponto crítico do sistema, uma vez que os impactos na elevação do perfil de tensão encontram o seu máximo. Isto pode ser explicado pela distância elétrica desta barra até a origem do circuito, onde altos valores de resistência e reatância estão presentes. Os resultados finais de simulação para esta barra podem ser verificados na Figura 4. É importante destacar que variações de tensão superiores ao admitido são encontradas para todos os casos onde ocorre a inserção de geração solar fotovoltaica acima de 75% da carga instalada da rede.

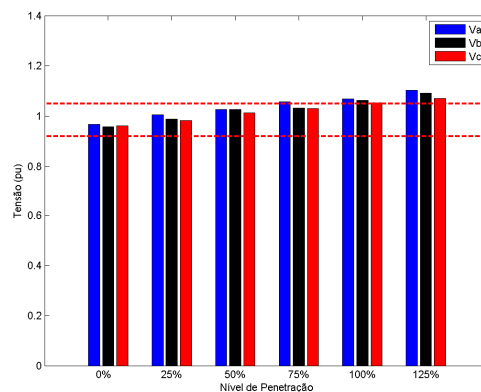


Figura 4. Variação de Tensão em B20

5.2 Cenário com Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento

Nesta etapa, além dos sistemas de geração fotovoltaica, todos os consumidores também possuem sistemas de armazenamento de energia instalados em suas residências.

As simulações são realizadas para um nível de inserção de geração distribuída de 100% e visam simular o deslocamento da geração para o horário de maior consumo, isto é, para aquele no início do período noturno.

Como pode ser verificado na Figura 5, a utilização destes sistemas faz com que a tensão nas barras permaneça próximo ao valor de 1 p.u. no horário das 12h00.

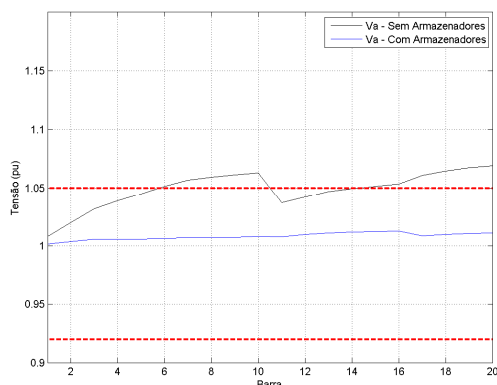


Figura 5. Perfil de Tensão por Barra na Fase A

Através da análise do comportamento da barra B20 em um dia completo de operação, é possível verificar que a utilização de baterias claramente suaviza as sobretensões no alimentador nos horários de maior geração, isto é, entre às 10h00 e às 14h00, e pode assim ser considerada como uma eficiente ferramenta para a mitigação dos impactos dos geradores distribuídos na rede. Além disso, a utilização das baterias auxilia na melhoria do perfil de tensão nos horários de maior demanda da carga, a partir das 18h00, onde um grande fluxo de corrente na rede é evitado, diminuindo assim a queda de tensão entre as barras e as perdas elétricas do sistema.

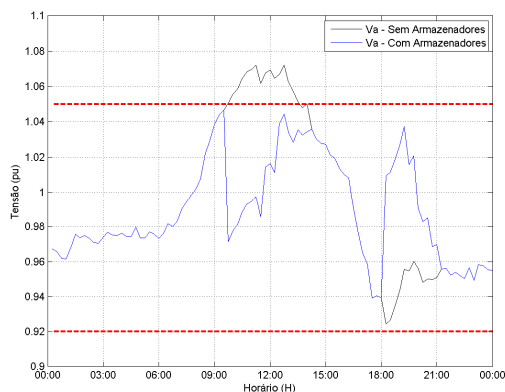


Figura 6. Perfil de Tensão em B20 na Fase A

6 Avaliação Econômica

O objetivo desta seção é analisar como a presença de dispositivos de geração e armazenamento pode impactar no cálculo da conta de energia dos consumidores e, conseqüentemente, no faturamento das distribuidoras. Nesta análise, são considerados

três modelos tarifários, sendo eles: o Convencional, o Branco e o *Feed-In*.

A Tarifa Convencional foi definida no valor fixo de uma unidade monetária por kWh (\$ 1,00 / kWh), não havendo distinção entre os valores de energia gerada e energia consumida.

A Tarifa Branca foi definida em três patamares de cobrança: meia unidade monetária por kWh (\$ 0,50 / kWh) no período fora de ponta, compreendido pelos horários entre 00h00 e 18h00 e pelos horários entre 23h00 e 24h00; uma unidade monetária e meia por kWh (\$ 1,50 / kWh) no período intermediário, compreendido pelos horários entre 18h00 e 19h00 e pelos horários entre 22h00 e 23h00; e de duas unidades monetárias e meias por kWh (\$ 2,50 / kWh) no período de ponta, compreendido pelos horários entre 19h00 e 22h00; não havendo distinção entre os valores de energia gerada e energia consumida.

A Tarifa *Feed-In* foi definida no valor fixo de uma unidade monetária por kWh consumido (\$ 1,00 / kWh), assim como na Tarifa Convencional, e de uma unidade monetária e meia por kWh gerado (\$ 1,50 / kWh), independentemente do horário do dia.

A Figura 7 apresenta como as diferentes tarifas são faturadas no decorrer de um dia de operação da rede.

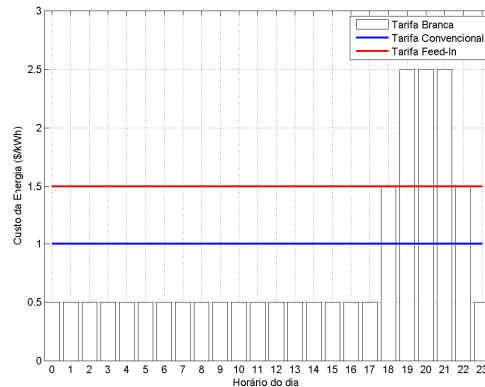


Figura 7. Modelos Tarifários

6.1 Cenário Base

Na análise do cenário base, onde não há geradores distribuídos e armazenadores instalados, verifica-se que a Tarifa Branca é a mais vantajosa para a grande maioria dos consumidores, correspondendo a 80% das amostras. Nesta situação eles pagariam uma conta de energia mais barata pelo fato de não apresentarem, de forma geral, picos tão elevados de consumo nos horários onde a mesma é mais onerosa, isto é, na faixa intermediária e de ponta. A figura 8 mostra o custo diário de energia por consumidor da rede.

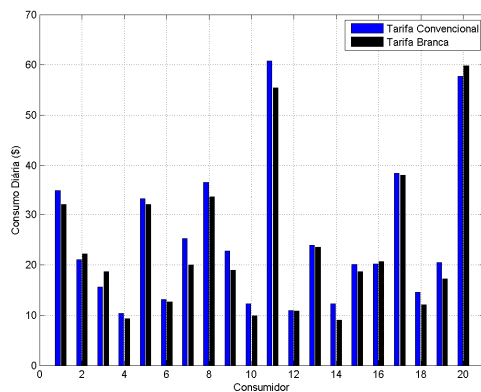


Figura 8. Tarifação no Cenário Base

Consequentemente, o faturamento da distribuidora, calculado através da soma dos custos de energia de todas as residências, seria menor caso os consumidores optassem pela Tarifa Branca, conforme pode ser verificado na Tabela 4.

Tabela 4. Faturamento da Distribuidora no Cenário Base

Tarifa	Faturamento (\$)
Convencional	504,77
Branca	474,91

6.2 Cenário com Geração Distribuída

Quando os geradores distribuídos são avaliados, a Tarifação *Feed-In* se mostra a mais vantajosa para os consumidores. Isto se deve ao fato da mesma pagar um prêmio de 50% por toda a energia gerada que é injetada na rede. A Tarifação Branca, por outro lado, se mostra prejudicial para o consumidor, tendo em vista que a geração de energia ocorre justamente no horário de menor remuneração, isto é, no período fora de ponta. A Figura 9 mostra o custo diário de energia por consumidor nesta situação.

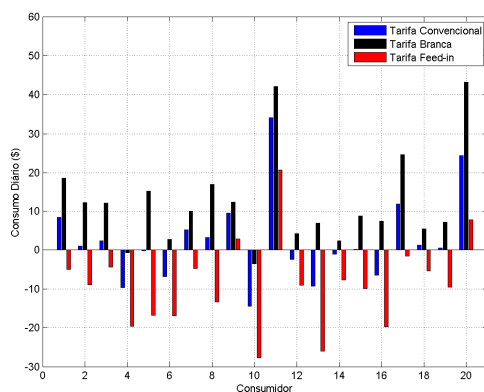


Figura 9. Tarifação no Cenário com Geração Distribuída

Pelo lado da distribuidora, o faturamento dos consumidores pela tarifa *Feed-In* faria com que a mesma tivesse um saldo final negativo de arrecadação, uma vez que a maior parte dos consumidores apresentaria uma conta de energia onde a remuneração pela geração é maior do que o custo com o consumo. A Tabela 5 mostra o faturamento para cada modelo tarifário neste cenário.

Tabela 5. Faturamento da Distribuidora no Cenário com Geração Distribuída

Tarifa	Faturamento (\$)
Convencional	51,44
Branca	226,67
<i>Feed-In</i>	-175,23

6.3 Cenário com Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento

Quando a simulação é realizada considerando os efeitos combinados da geração distribuída e de sistemas de armazenamento, é possível verificar que a utilização de baterias na Tarifa Branca não traria melhores resultados ao consumidor quando comparados ao cenário da Tarifação *Feed-In* sem armazenamento. Isto pode ser explicado pelas limitações dos sistemas de armazenamento considerados:

1) A eficiência das etapas de carregamento e descarregamento das baterias é de 90%, gerando um eficiência global do sistema de 81%. Estas perdas impedem que o resultado econômico para o consumidor seja melhorado;

2) A capacidade das baterias modeladas não é suficiente para armazenar toda a energia gerada durante o período diurno. Com isso, parte da geração é injetada na rede no horário de menor remuneração. A energia injetada durante o horário de ponta não é suficiente para contrabalancear esta perda de receita para o consumidor.

A Figura 10 mostra o custo diário de energia por consumidor neste cenário:

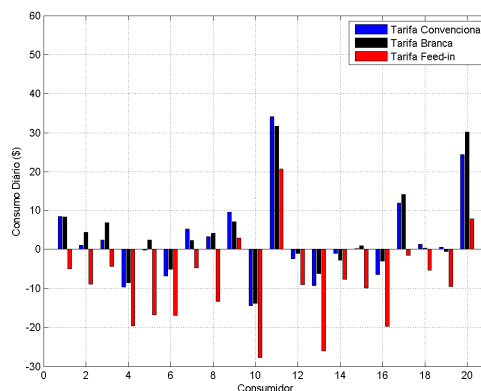


Figura 10. Tarifação no Cenário com Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento

O impacto no faturamento da distribuidora se manteria constante para a Tarifa Convencional e para a Tarifa *Feed-In* quando comparado ao cenário sem sistemas de armazenamento conectados. Nestes modelos tarifários não existe variação no valor pago pela energia gerada em relação ao horário do dia. Por outro lado, na Tarifa Branca a remuneração da distribuidora seria menor, considerando que os consumidores injetariam energia no horário de ponta, onde a remuneração é maior. Estes resultados podem ser verificados na Tabela 6.

Tabela 6. Faturamento da Distribuidora no Cenário com Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento

Tarifa	Faturamento (\$)
Convencional	51,44
Branca	70,99
<i>Feed-In</i>	-175,23

Conclusões

Constata-se que a inserção massiva de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos traz como impacto a elevação do perfil de tensão na rede, sobretudo nos horários de maior geração e menor consumo de energia. Este efeito indesejado é amplificado quanto maior for a inserção líquida de potência na rede de distribuição, como o que ocorre no período próximo ao meio-dia.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia pode suavizar este impacto, tendo em vista que o processo de carga das baterias absorve a potência que seria injetada na rede. Ao mesmo tempo, a utilização destes sistemas pode auxiliar na melhoria do perfil de tensão nos horários de maior demanda de carga.

Diferentes modelos tarifários foram estudados nos cenários onde a geração distribuída e os sistemas de armazenamento estão presentes. A Tarifa *Feed-In* se mostrou a mais vantajosa para os consumidores, trazendo assim o maior impacto econômico para a distribuidora.

Referências Bibliográficas

Abdelrahman, A; Lamont, L. and Chaar, L. (2012). Energy Storage for Intermittent Renewable Energy Systems. In: Proceedings of the 2nd World Sustainability Forum. Sciforum: MDPI, pp. 1-7.

Aramizu, J. and Vieira, J. (2013). Analysis of PV Generation Impacts on Voltage Imbalance and on Voltage Regulation in Distribution Networks. In: Proceedings of Power and Energy

Society General Meeting. Vancouver: IEEE, pp. 1-5.

ANEEL (2016a). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, p.33.

ANEEL (2016b). Geração Distribuída amplia número de conexões em 2015. ANEEL, [online] p.1. Available at: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90 [Accessed 25 Jan. 2016].

Borges, R. (2014). Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa. Mestrado. Universidade Estadual de Campinas.

DOE (2007). The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues that May Impede their Expansion. FERC, [online] p.133. Available at: <https://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf> [Accessed 10 Apr. 2016].

IRENA (2016). Renewable Energy Statistics 2016. [online] Abu Dhabi: IRENA, p. 52. Available at: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf [Accessed 15 Aug. 2016].

Lewis, S. (2011). Analysis and Management of the Impacts of a High Penetration of Photovoltaic Systems in an Electricity Distribution Network. In: In: Proceedings of Innovative Smart Grid Technologies Asia. Perth: IEEE, pp. 1-7.

Medina, P; Bizuayehu, A; Catalão, J; Rodrigues, E. and Contreras, J. (2014). Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-Economic Benefits and Applications Analysis. In: Proceedings of the 47th Hawaii International Conference on System Science. Kauai: IEEE, pp. 2295-2304.

Souza, M. (2014). Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real. Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais.