

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE GLD EM CONSUMIDOR DE BT: TARIFA BRANCA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Francisco José Sombra Júnior (UFERSA) - fjsombrajunior@yahoo.com.br

Vitória Caroline Carvalho do Nascimento (UFERSA) - eng.vitoriacarvalho@gmail.com

Fabiana Karla O. M. Varella Guerra (UFERSA) - fkv@ufersa.edu.br

Resumo:

O presente trabalho trata-se do estudo do impacto técnico e econômico da aplicação de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), considerando a implementação da modalidade tarifária horária branca e da Geração Distribuída (GD) solar fotovoltaica no consumidor residencial de Baixa Tensão (BT), com média de consumo mensal superior a 250 kWh. A tarifa branca visa incentivar a redução do consumo de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema, ou seja, no horário de ponta, e a GD solar fotovoltaica, por sua vez, permite o gerenciamento da energia por parte do consumidor. Dessa forma, a metodologia deste trabalho consiste na realização de simulações, por meio do software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), com combinações que consideram a aplicação das técnicas de GLD, deslocamento de carga e redução de pico, ambas visando a manipulação da carga no horário de ponta, em conjunto com a implementação da modalidade tarifária horária branca e, também, da GD solar fotovoltaica, cujo objetivo é analisar o impacto técnico e econômico para o consumidor residencial de BT, com classe de consumo mensal superior a 250 kWh. Os resultados obtidos através das simulações mostraram-se satisfatórios, sendo possível identificar claramente o mais atrativo.

Palavras-chave: GLD, Tarifa branca, Geração distribuída

Área temática: Mercado, economia, política e aspectos sociais

Subárea temática: Estratégias e políticas para energias renováveis

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE GLD EM CONSUMIDOR DE BT: TARIFA BRANCA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Vitória Caroline Carvalho do Nascimento – eng.vitoriacarvalho@gmail.com

Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Engenharia e Tecnologia

Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra – fkv@ufersa.edu.br

Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Centro de Engenharias, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Francisco José Sombra Júnior - fjsombrajunior@yahoo.com.br

Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Engenharia e Tecnologia

Resumo. O presente trabalho trata-se do estudo do impacto técnico e econômico da aplicação de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), considerando a implementação da modalidade tarifária horária branca e da Geração Distribuída (GD) solar fotovoltaica no consumidor residencial de Baixa Tensão (BT), com média de consumo mensal superior a 250 kWh. A tarifa branca visa incentivar a redução do consumo de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema, ou seja, no horário de ponta, e a GD solar fotovoltaica, por sua vez, permite o gerenciamento da energia por parte do consumidor. Dessa forma, a metodologia deste trabalho consiste na realização de simulações, por meio do software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), com combinações que consideram a aplicação das técnicas de GLD, deslocamento de carga e redução de pico, ambas visando a manipulação da carga no horário de ponta, em conjunto com a implementação da modalidade tarifária horária branca e, também, da GD solar fotovoltaica, cujo objetivo é analisar o impacto técnico e econômico para o consumidor residencial de BT, com classe de consumo mensal superior a 250 kWh. Os resultados obtidos através das simulações mostraram-se satisfatórios, sendo possível identificar claramente o mais atrativo.

Palavras-chave: GLD, Tarifa branca, Geração distribuída

1. INTRODUÇÃO

O interesse crescente pelo gerenciamento de energia elétrica justifica-se, essencialmente, devido à necessidade de atendimento de novos consumidores, às crises econômicas, à necessidade de preservação do meio ambiente e à presença maciça da tecnologia em atividades cotidianas (Aboboreira, 2016). Dessa forma, a fim de reduzir os impactos da demanda crescente de energia, é necessária a determinação de medidas para elevar a eficiência da sua utilização.

Diante deste cenário, apresenta-se o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), que se trata do planejamento, implementação e monitoramento de ações que influenciam o consumo da energia elétrica pelos consumidores; de forma a produzir alterações desejadas nas suas respectivas curvas de carga (ABRADEE, 2016), por meio da combinação de novas tecnologias, mudanças de hábitos e técnicas que possibilitem o uso mais eficiente da energia. Dentre as técnicas de GLD destacam-se a conservação estratégica, o crescimento estratégico da carga, a curva de carga flexível, o deslocamento de carga, o preenchimento de vales e a redução do pico, também conhecido como horário de ponta (Aboboreira, 2016). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui resoluções normativas que incentivam a implementação de tarifas horárias com o intuito de estimular os consumidores de BT a reduzirem o consumo no horário de maior carregamento do sistema, bem como da GD, que, por sua vez, permite ao consumidor de BT o gerenciamento da energia elétrica consumida (ANEEL, 2018).

Em 2011, a ANEEL aprovou a mudança da estrutura tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica, adotando a modalidade tarifária branca (ANEEL, 2015), através da qual são estabelecidos preços distintos para consumo, considerando estimativas dos custos para o fornecimento de energia. Em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual define que o consumidor pode gerar a sua própria energia elétrica, a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada, e, ainda, fornecer o excedente para a rede elétrica de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2010). Esta resolução fornece as condições de acesso à microgeração e à minigeração distribuída, com a criação do sistema de compensação de energia elétrica, estabelecendo as regras sobre o sistema de compensação de energia elétrica.

Dessa forma, a problemática deste trabalho consiste em avaliar a viabilidade técnica e econômica quanto à utilização das técnicas de GLD deslocamento de carga e redução de pico, assim como, a utilização de GD através da energia solar fotovoltaica para um consumidor BT com consumo mensal superior a 250 kWh. Para isso, será utilizado o software HOMER, através do qual serão realizadas as simulações, considerando a modalidade de tarifa convencional, a tarifa horária branca e a curva de carga estimada do consumidor analisado.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Gerenciamento pelo lado da demanda

O programa de GLD consiste no planejamento, implementação e monitoramento de ações que influenciam o consumo da energia elétrica, de forma a modelar a curva de carga do consumidor. A implantação de cada alternativa resulta no uso eficiente dos recursos e, conseqüentemente, na redução dos custos para a empresa distribuidora de energia elétrica (investimentos para a oferta de energia elétrica) e, também, para o consumidor (fatura de energia elétrica).

As técnicas de GLD tratam-se de ações que englobam o gerenciamento da carga e a conservação estratégica da energia elétrica. De modo geral, são atividades planejadas pelas empresas para motivar ações dos consumidores visando os objetivos propostos por um programa de GLD, como adequar o consumo, minimizando os impactos negativos ambientais e sociais, sem acarretar prejuízo à estabilidade econômica financeira das empresas e mantendo a confiabilidade do suprimento de energia elétrica (Bortoloto, 2017).

2.1.1 Estratégias de gerenciamento de carga

As estratégias de gerenciamento de carga visam moldar a curva de carga do consumidor. Dentre elas, destacam-se a conservação estratégica, o crescimento estratégico da carga, a curva de carga flexível, o deslocamento de carga, o preenchimento de vales e a redução do pico (Aboboreira, 2016). Diante destas técnicas de GLD, foram definidas duas delas para implementação neste trabalho, a saber, a técnica de deslocamento de carga (ou mudança de carga) e a técnica de redução de pico, ambas visando a manipulação da carga no horário de ponta. A técnica de redução do pico é definida como a redução da carga de ponta, conseguida, geralmente, através do controle direto, pela empresa de energia, de um aparelho de uso final. A técnica de deslocamento, por sua vez, refere-se, basicamente, ao deslocamento da carga do horário de ponta para o horário fora do ponta (ABRADEE, 2016).

Dessa forma, com a implementação de ambas as técnicas de GLD – deslocamento de carga e redução de pico – será possível estabelecer uma análise comparativa da tarifa convencional em relação à adesão da UC à tarifa horária branca, a qual permite o deslocamento de carga e a redução de pico, em virtude da variação da tarifa de acordo com o dia e horário do consumo de energia elétrica.

2.2 Tarifa horária branca

No Brasil, a ANEEL aprovou, em 2011, a mudança da estrutura tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica, adotando a modalidade tarifária horária branca para UCs atendidas em BT (Grupo B). No entanto, a entrada em vigor da tarifa branca ocorreu, apenas, em 2014.

A tarifa branca trata-se de uma modalidade de caráter opcional para todos os consumidores do Grupo B, independente da faixa de consumo, exceto para a iluminação pública e para a subclasse baixa renda (ANEEL, 2015); proposta com o objetivo de estimular o gerenciamento de energia pelos consumidores de BT nos horários de maior carregamento do sistema, para que ocorra um deslocamento do consumo de energia para os horários de menor utilização da rede elétrica da distribuidora, de forma a permitir a postergação de investimentos na expansão da rede para o atendimento de novos consumidores.

Esta modalidade tarifária, conforme mencionado anteriormente, é caracterizada pela consideração dos diferentes dias (dias úteis, finais de semana e feriados nacionais) e, ainda, dos diferentes períodos ao decorrer do dia; sendo o horário de ponta caracterizado pelo período de maior carregamento do sistema elétrico, cujo valor da tarifa é mais alto. A modalidade tarifária convencional, por sua vez, não considera os períodos de ponta, intermediário e período fora de ponta. Dessa forma, a energia elétrica consumida é cobrada por meio de uma tarifa única (em R\$/kWh), ou seja, mantém-se igual em todos os dias e horários (BAJAY, 2018). Nos dias úteis (de segunda-feira a sexta-feira), o valor cobrado na modalidade tarifária horária branca varia em três horários do dia: ponta, intermediário e fora de ponta, com respectivas tarifas de energia elétrica; já nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor cobrado pela tarifa de energia elétrica é o valor especificado para o período fora de ponta ou, ainda, pode ser definido baseado no valor cobrado para os dias úteis, a depender das especificações da concessionária de energia elétrica.

O horário de ponta é compreendido por três horas consecutivas diárias, onde há o maior consumo de energia elétrica. O período intermediário compreende-se pela hora imediatamente anterior e posterior ao horário de ponta. E o período fora de ponta, por sua vez, refere-se às demais horas do dia (Aboboreira, 2016). A Tab. 1 apresenta os horários e tarifas, de acordo com a concessionária de energia elétrica local, COSERN, respectivos a cada período considerado na tarifa horária branca e, também, na tarifa convencional.

Tabela 1 - Características das tarifas branca e convencional.

TARIFA HORÁRIA BRANCA		
Período	Horário (h)	Tarifa (R\$/kWh)
Fora de ponta	21:30 às 16:29	0,5360

Intermediário I	16:30 às 17:29	0,8498
Ponta	17:30 às 20:29	1,3583
Intermediário II	20:30 às 21:29	0,8498
TARIFA CONVENCIONAL		
Período	Horário (h)	Tarifa (R\$/kWh)
Integral	00:00 às 23:59	0,6367

Nota: Dados fornecidos pela COSERN para UC residencial (Grupo B1), com consumo de 61 a 300 kWh/mês, baseado no mês de Julho.

Fonte: Adaptado de COSERN (2018).

2.3 Geração distribuída

O SEP (Sistema Elétrico de Potência) tradicional é caracterizado pelo fluxo de energia unidirecional, onde as cargas são agentes passivos no sistema de produção de energia elétrica (CAMPOS, 2004). Por outro lado, a *Smart Grid* (Rede Inteligente) é caracterizada pelo incentivo à participação do usuário no uso eficiente da energia. Esta permite que todos os aparelhos conectados à rede sejam monitorados pelo consumidor e o mesmo possa realizar ações mais eficientes quanto ao uso desses dispositivos.

A maior eficiência e controle do fluxo de energia, oferecido pelas *Smart Grids*, proporcionam muitos benefícios para consumidores, concessionárias de energia elétrica e para o próprio sistema elétrico. Dentre eles, este modelo de rede elétrica permite a viabilidade da oferta de tarifas dinâmicas (horárias) para os consumidores de BT, e, além disso, proporciona uma maior inserção de fontes de microgeração, estimulando a GD.

No Brasil, a GD foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, em 17 de abril de 2012, na qual são estabelecidas as condições gerais para o acesso da microgeração (central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW) e da minigeração (central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2010).

Em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, onde houve uma revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e da minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e, ainda, melhorar as informações na fatura (ANEEL, 2010).

Essas Resoluções Normativas incentivam a implementação da GD, de forma que esses estímulos se justificam diante dos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes elétricas, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética nacional.

Vale salientar que no presente trabalho será considerada como GD a fonte de energia solar fotovoltaica. Tal escolha justifica-se devido ao destaque no crescimento acentuado da utilização desta fonte em sistemas de GD no Brasil. Em 2017, houve um aumento significativo de 245% na GD nacional (de 104 GWh em 2016 para 359 GWh em 2017) (COSERN, 2018).

2.3.1 Sistema solar fotovoltaico

O sistema solar fotovoltaico *on-grid*, denominado também de SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede), é caracterizado por estar integrado à rede de distribuição de energia elétrica da concessionária. Diferentemente dos sistemas *off-grid* (isolados ou autônomos) que atendem uma UC específica, os SFCRs são capazes de abastecer a rede elétrica da concessionária com a energia elétrica gerada pelo sistema e que, por sua vez, pode ser utilizada por qualquer consumidor da rede (EPE, 2018).

O SFCR é constituído por painéis fotovoltaicos (função de converter a energia solar em energia elétrica em corrente contínua), inversor CC/CA (converte corrente contínua em corrente alternada, com frequência e tensão compatível com os valores da rede elétrica), cabeamento, proteções CC e CA e medidor(es) de energia (HOMER ENERGY, 2018).

3 METODOLOGIA

Esta seção apresenta a metodologia proposta neste trabalho para o gerenciamento do consumo de energia em um sistema residencial. Os casos estudados foram divididos em dois cenários, onde um deles considera a GD solar fotovoltaica e o outro não considera a GD. Dentro de cada cenário foram realizadas simulações, combinando a tarifa convencional e a tarifa horária branca, com a implementação das técnicas de GLD redução de pico e deslocamento de carga. Ao todo, foram realizadas cinco simulações. E, diante destas simulações, será realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos, para que, dessa forma, seja verificada a simulação com maior viabilidade técnica e econômica.

3.1 Software HOMER e Unidade consumidora

Foi utilizado o *software* HOMER - modelo de otimização de sistemas híbridos de energia, desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando várias alternativas na busca pela melhor solução (Bortoloto, 2017) - para a definição da melhor alternativa que identifica o sistema de menor custo capaz de suprir a demanda de energia elétrica do consumidor em estudo. Ele permite definir os parâmetros de cada equipamento, bem como seus recursos primários de energia, restrições, entre outros (HOMER ENERGY LLC, 2018).

Este *software* simula a operação do sistema em estudo, calculando o balanço energético anual, de forma que, para cada hora, realiza a comparação da demanda de energia elétrica e a capacidade do sistema em fornecer energia elétrica na dada hora, definindo como será a operação dos geradores. O sistema de cálculo dos custos engloba os custos de investimento, reposição dos equipamentos, combustível e os custos com operação e manutenção do sistema. Após a simulação de todas as possíveis configurações definidas, é fornecida uma lista de configurações classificadas de acordo com o custo total em valor presente e do custo específico da energia (Brasil, 2018).

A UC em estudo está localizada na cidade de Mossoró–RN, no Bairro Rincão. O cliente está enquadrado no grupo monofásico B1 residencial, atendido pela rede de tensão secundária, com ligação monofásica, e com média anual de consumo mensal de 263 kWh. Ainda que a Resolução Normativa nº 733/2016, da ANEEL, estabeleça que apenas a partir de 01 de janeiro de 2019, UCs com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh tenham a possibilidade de solicitar a adesão à tarifa branca; a escolha desta UC justifica-se, diante do estudo da viabilidade técnica e econômica de um caso real de consumidor com consumo mensal inferior ao valor mínimo estabelecido para o ano de 2018 (500 kWh), quanto à possível adesão da modalidade tarifária horária branca, à aplicação das técnicas de GLD deslocamento de carga e redução de pico e, também, à implementação da GD solar fotovoltaica.

Curva de carga. Para a realização das simulações, inicialmente, foi feito um levantamento de dados da UC, incluindo as cargas, bem como o consumo. A curva de carga do perfil residencial fornecida pelo *software* HOMER é indicada na Fig. 1.

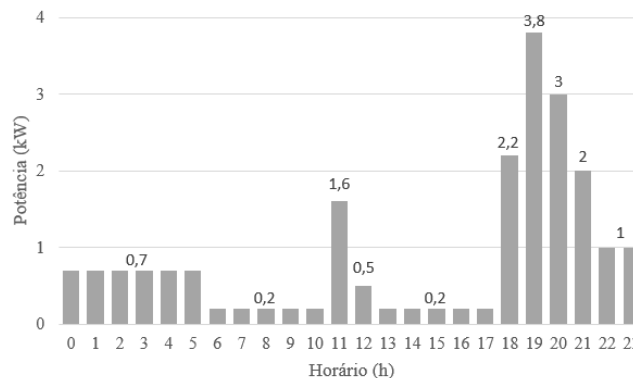


Figura 1 - Curva de carga estimada da UC.
Fonte: Adaptado de HOMER ENERGY (2016).

Radiação solar local. Os dados da radiação solar local também foram obtidos através do HOMER, conforme indicado na Fig. 2, onde este *software* destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal, conhecidas a latitude e a longitude locais.

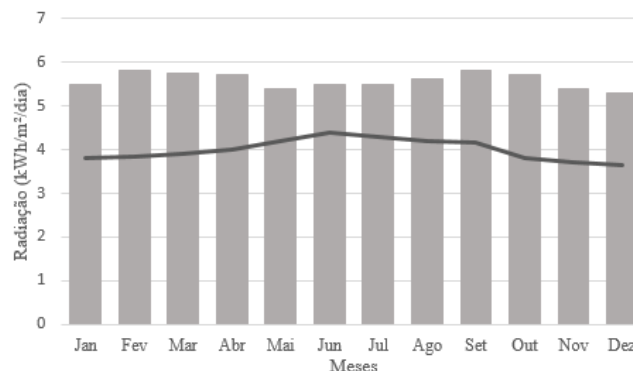


Figura 2 - Radiação solar horizontal (kWh/m²/dia).
Fonte: Adaptado de HOMER ENERGY (2016).

3.2 Procedimentos

Inicialmente foi feita a seleção dos componentes a serem utilizados na simulação do sistema em estudo, cujo diagrama é apresentado na Fig. 3, composto pela rede elétrica, carga, conversor (inversor CC/CA) e painéis fotovoltaicos.

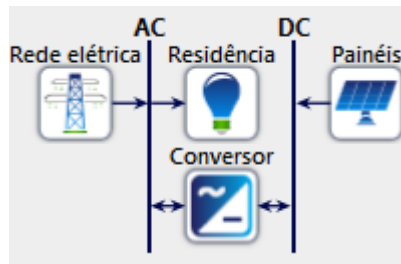


Figura 3 - Diagrama do sistema em estudo.

Fonte: HOMER ENERGY (2016).

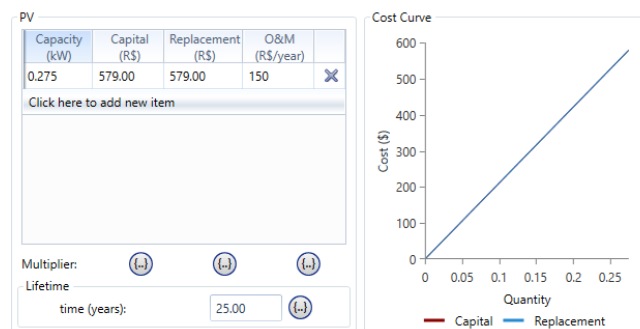
Após a identificação dos componentes utilizados, como mostra a Fig. 3, o programa delimita quatro classes de entrada: tarifas de energia da rede elétrica (rede elétrica), curvas de carga (residência), recursos renováveis e tecnologias de geração distribuída (conversor e painéis fotovoltaicos). Sendo assim, os itens D e E desta seção tratarão, respectivamente, do painel fotovoltaico e do inversor CC/CA selecionados para constituir o sistema de GD solar implementado nas simulações.

3.3 Painel fotovoltaico

Para a seleção do modelo do painel fotovoltaico a ser utilizado no sistema, realizou-se uma pesquisa no INMETRO das principais marcas e modelos de painéis fotovoltaicos com selo PROCEL, indicando a sua eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica.

Dentre os modelos de painéis fotovoltaicos avaliados, o painel modelo CS6K-27 da marca *Canadian Solar* apresentou uma melhor relação entre o custo e a potência máxima do painel, e, também, uma maior eficiência, sendo, portanto, escolhido para constituir o arranjo do sistema de geração da UC. Definido o modelo CS6K-275, o mesmo foi utilizado para a simulação do sistema de geração de energia elétrica da UC. Este modelo possui a potência de 275 W_p, eficiência de 16,8%, 25 anos de vida útil e custo de R\$ 579,00 (MME, 2018).

Por meio do HOMER foi possível realizar a modelagem do painel fotovoltaico, conforme apresentado na Fig. 4, através do cadastro das suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de até 8 painéis, para que, dessa forma, houvesse a definição, pelo *software*, da quantidade adequada.



* A sigla O&M significa operação e manutenção (*operation and maintenance*).

Figura 4 - Propriedades técnicas e econômicas do painel utilizado.

Fonte: HOMER ENERGY (2016).

3.4 Inversor CC/CA

Analogamente, para determinar o inversor a ser utilizado, foi realizada uma pesquisa no INMETRO das principais marcas e modelos de inversores utilizados em SFCR. O inversor selecionado para constituir o sistema deve suportar a corrente do arranjo dos painéis e a tensão de entrada do sistema, bem como possuir potência nominal de saída superior à potência total do arranjo.

Dentre os modelos analisados, optou-se pela escolha do inversor *grid-tie* modelo CSI-1.5K-TL, da marca *Canadian Solar*, por apresentar relação custo por capacidade satisfatória, além de atender as características de tensão,

corrente e potência, fornecidas pelo arranjo de painéis. Este modelo apresenta 15 anos de vida útil e custo de R\$ 2.799,00 (Santos, 2014).

Através do *software* HOMER tornou-se possível a realização da modelagem do inversor, conforme é apresentado na Fig. 5, através do cadastro das suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de até 4 inversores, para que, dessa forma, houvesse a definição, pelo *software*, da quantidade adequada.

Figura 5 - Propriedades técnicas e econômicas do inversor.

Fonte: HOMER ENERGY (2016).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme supramencionado, neste trabalho foi realizado o estudo de caso considerando a implementação de técnicas de GLD, diferentes modalidades tarifárias e a inserção de GD solar fotovoltaica em uma UC enquadrada no grupo monofásico B1, com média anual de consumo mensal superior a 250 kW/h; por meio da utilização do *software* HOMER.

Através do *software*, foram realizadas, ao todo, cinco simulações, conforme mostrado na Tab. 6, diante das informações fornecidas (preços de tarifas, local, equipamentos, dentre outras), e apresentados os resultados respectivos à cada simulação. Dessa forma, sendo possível eleger a opção mais viável e, portanto, mais vantajosa para o caso em estudo.

Tabela 6 - Simulações realizadas no *software* HOMER.

A	Análise com tarifa convencional
B	Análise com adesão à tarifa horária branca
C	Análise com adesão à tarifa horária branca e técnicas de GLD
D	Análise da implementação da GD solar, com tarifa convencional
E	Análise da implementação da GD solar com adesão à tarifa horária branca e técnicas de GLD

Fonte: Nascimento (2018).

4.1 Análise com tarifa convencional

Inicialmente, foi realizada a simulação considerando a situação atual da UC, ou seja, levando em consideração, apenas, que a UC está enquadrada na modalidade tarifária convencional. A Tab. 7 apresenta os resultados obtidos nesta primeira simulação.

Tabela 7 - Simulação da UC com tarifa convencional.

ARQUITETURA	CUSTO			
Rede elétrica (kW)	Capital inicial (R\$)	Custo de operação (R\$/ano)	NPC (R\$)	COE (R\$)
1000	0	564	11.548	0,476
REDE ELÉTRICA				
Energia comprada (kWh)		Energia vendida (kWh)		

7,224	0
-------	---

Fonte: Nascimento (2018).

*As siglas NPC e COE, significam, respectivamente, custo atual líquido (*net present cost*) e custo de energia (*cost of energy*). O NPC representa a diferença entre o valor respectivo a todos os custos do sistema (custo de capital, de substituição, de compra de energia da rede, entre outros) e o valor total da receita gerada ao longo da vida útil; enquanto o COE representa o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema (Silva, 2015).

Uma vez que esta simulação considerou a situação atual da UC, ou seja, apenas com a modalidade tarifária convencional, não houve, portanto, exigência de investimentos iniciais, por isso, o capital inicial é nulo. Os valores de custo de operação anual (R\$ 564/ano), NPC (R\$ 11.548) e COE (R\$ 0,476) foram obtidos nesta simulação conforme indicado na Tab. 7.

4.2 Análise com adesão à tarifa horária branca

A segunda simulação considerou a situação em que a UC adere à modalidade tarifária horária branca, mantendo o mesmo perfil da curva de carga. A Tab. 8 apresenta a simulação da implementação desta segunda simulação.

Tabela 8 - Simulação da UC com adesão à tarifa horária branca.

ARQUITETURA	CUSTO			
Rede elétrica (kW)	Capital inicial (R\$)	Custo de operação (R\$/ano)	NPC (R\$)	COE (R\$)
1000	0	612	13.304	0,581
REDE ELÉTRICA				
Energia comprada (kWh)		Energia vendida (kWh)		
7,224		0		

Fonte: Nascimento (2018).

Dado que esta simulação considerou apenas a adesão à tarifa horária branca também não houve a exigência de investimentos iniciais, por isso, o capital inicial mantém-se nulo. Os valores de custo de operação anual (R\$ 612/ano), NPC (R\$ 13.304) e COE (R\$ 0,581) obtidos nesta simulação foram apresentados na Tab. 8.

Comparando as simulações A e B, considerando a UC com modalidade tarifária convencional (*vide* Tab. 7) e a adesão à modalidade tarifária branca (*vide* Tab. 8), respectivamente, nota-se que mantendo-se o mesmo perfil de consumo, torna-se mais viável que a UC mantenha-se na modalidade tarifária convencional, uma vez que a segunda simulação apresentou custo de operação, NPC e COE superiores, quando comparados aos obtidos na simulação A.

4.3 Análise com adesão à tarifa horária branca e técnicas de GLD

Nesta simulação foi considerada a implementação das técnicas de GLD deslocamento de carga e redução de pico, em conjunto com a alteração da modalidade tarifária da UC para a tarifa horária branca. Na Tab. 9 são apresentados os resultados obtidos nesta simulação.

Tabela 9 - Simulação da UC com adesão à tarifa horária branca e implementação de técnicas de GLD.

ARQUITETURA	CUSTO			
Rede elétrica (kW)	Capital inicial (R\$)	Custo de operação (R\$/ano)	NPC (R\$)	COE (R\$)
1000	0	558	10.927	0,413
REDE ELÉTRICA				
Energia comprada (kWh)		Energia vendida (kWh)		
7,224		0		

Fonte: Nascimento (2018).

Através da análise comparativa entre as três simulações realizadas, indicadas na Tab. 7, Tab. 8 e Tab. 9, é possível constatar que a implementação das técnicas de GLD permitiu a obtenção de melhores resultados, isto é, maior viabilidade à adesão da tarifa horária branca, uma vez que admite alterações na curva de carga da UC e, consequentemente, melhor adequação à adesão a uma modalidade tarifária horária.

Diante da comparação entre as três simulações iniciais, verifica-se que esta apresentou-se como a mais atrativa, devido proporcionar menores valores de custo de operação anual (R\$ 558/ano), NPC (R\$ 10.927) e COE (R\$ 0,413), quando comparada às simulações A e B.

4.4 Análise da implementação da GD solar, com tarifa convencional

Esta simulação considerou a situação da implementação da GD solar fotovoltaica na UC, mantendo a modalidade tarifária convencional. A Tab. 10 apresenta os resultados da implementação desta simulação.

Tabela 10 - Simulação da UC com implementação da GD solar fotovoltaica, com tarifa convencional.

ARQUITETURA			CUSTO			
Rede elé. (kW)	Painéis (kW)	Conv. (kW)	Cap. inicial (R\$)	Custo de op. (R\$/ano)	NPC (R\$)	COE (R\$)
1000	1,65	1,5	6.273	1.813	16.431	0,473
PAINEIS			REDE ELÉTRICA			
Custo (R\$)		Prod. (kWh/ano)		Energia comp. (kWh)		
3.474		2.743		6,433		

Fonte: Nascimento (2018).

Por meio da simulação mostrada na Tab. 10, foi possível constatar que a implementação da GD solar fotovoltaica exige o investimento inicial da aquisição do sistema fotovoltaico (R\$ 6.273), diferentemente das simulações A (Tab. 7), B (Tab. 8) e C (Tab. 9), que abordam a mudança da modalidade tarifária e a implementação de técnicas de GLD. Nesta simulação é possível verificar a obtenção de um maior custo de operação anual (R\$ 1.813/ano) e de NPC (R\$ 16.431), devido à aquisição e à operação do sistema fotovoltaico; com a vantagem de um valor de COE (0,473) inferior, quando comparados aos respectivos valores obtidos nas simulações A e B.

4.5 Análise da implementação da GD solar, com adesão à tarifa horária branca e técnicas de GLD

Nesta última simulação foi considerada a implementação das técnicas de GLD, a saber deslocamento de carga e redução de pico, em conjunto com a alteração da modalidade tarifária da UC para a tarifa horária branca, e, também, a implementação da GD solar fotovoltaica. Na Tab. 11 são apresentados os resultados obtidos nesta simulação.

Tabela 11 - Simulação da UC com implementação da GD solar fotovoltaica, com tarifa horária branca e aplicação de técnicas de GLD.

ARQUITETURA			CUSTO			
Rede elé. (kW)	Painéis (kW)	Conv. (kW)	Cap. inicial (R\$)	Custo de op. (R\$/ano)	NPC (R\$)	COE (R\$)
1000	1,65	1,5	6.273	1.023	13.946	0,393
PAINEIS			REDE ELÉTRICA			
Custo (R\$)		Prod. (kWh/ano)		Energia comp. (kWh)		
3.474		2.743		6,433		

Fonte: Nascimento (2018).

Conforme já mencionado, o consumo médio mensal da energia elétrica da UC é de 263 kWh, enquanto a geração média mensal de um painel fotovoltaico do modelo selecionado é de 38,91 kWh (*vide* Tab. 4). Desse modo, desconsiderando a taxa de disponibilidade, a partir da geração de um painel, estimou-se – através do *software* HOMER – a necessidade de 6 painéis fotovoltaicos para constituir o sistema fotovoltaico, que resultam em uma geração mensal de 233,46 kWh. Portanto, a potência total do arranjo do sistema é de 1650 W_p, uma vez que a potência nominal do modelo selecionado é de 275 W_p (*vide* Tab. 3).

Esta simulação mostrou-se como a mais atrativa dentre as cinco simulações realizadas devido ao fato de aliar os benefícios observados nas simulações C e D. Dessa forma, é possível verificar que a implementação das técnicas de GLD permitiu a maior viabilidade à adesão da tarifa horária branca; e, juntamente com a implementação da GD solar fotovoltaica – apesar de exigir o investimento inicial da aquisição do sistema fotovoltaico (R\$ 6.273) –, apresentou menores valores de custo de operação anual (R\$ 1.023/ano) e NPC (R\$ 13.946), quando comparada à simulação D; e o

menor valor de COE (R\$ 0,393), quando comparada às demais simulações, o que indica a sua maior viabilidade a longo prazo.

4.6 Análise comparativa das simulações

Diante de todas as simulações realizadas por meio do *software* HOMER, com as combinações que considerem a aplicação das técnicas de GLD deslocamento de carga e redução de pico, em conjunto com a implementação da modalidade tarifária horária branca e, também, da GD solar fotovoltaica, pôde-se analisar o impacto técnico e econômico para o consumidor residencial de BT, com classe de consumo mensal superior a 250 kW/h. A Tab. 12 apresenta um resumo comparativo dos resultados econômicos obtidos.

Tabela 12 - Comparativo das simulações.

SIMULAÇÕES	CUSTO			
	CAPITAL INICIAL (R\$)	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/ANO)	NPC (R\$)	COE (R\$)
A	0	564	11.548	0,476
B	0	612	13.304	0,581
C	0	558	10.927	0,413
D	6.273	1.813	16.431	0,473
E	6.273	1.023	13.946	0,393

Fonte: Nascimento (2018).

Por meio da análise da Tab. 12, pode-se constatar que a simulação com maior viabilidade econômica e técnica, a longo prazo, foi a simulação da UC com implementação da GD solar, adesão à tarifa horária branca e técnicas de GLD (simulação E mostrada na Tab. 11); uma vez que, apesar do investimento inicial requerido pelo sistema fotovoltaico, apresenta o menor valor de COE, indicando a sua maior viabilidade a longo prazo. E, além disso, quando comparada à simulação D também apresenta menores valores de custo de operação e de NPC.

Dessa forma, a simulação E alia os benefícios observados na simulação C (oferecidos pela implementação das técnicas de GLD e pela adesão à modalidade tarifária horária branca) e na simulação D (oferecidos pela GD solar fotovoltaica, como a geração de eletricidade por meio de uma fonte limpa e, ainda, a redução do valor do COE).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho propôs um estudo do impacto, técnico e econômico, da implementação das técnicas de GLD redução de pico e deslocamento de carga e da GD solar fotovoltaica, em conjunto com a adesão à modalidade tarifária horária branca em um consumidor residencial de BT, com classe de consumo mensal superior a 250 kW/h na cidade de Mossoró-RN. Os resultados obtidos através das simulações realizadas no *software* HOMER foram bastante satisfatórios, e com a aplicação do gerenciamento da demanda e da adesão à modalidade tarifária horária branca, o consumo de energia elétrica da UC analisada foi deslocado do período de ponta para o período fora de ponta e, com isso, obteve-se economia na fatura de energia elétrica.

Dessa forma, pôde-se verificar que a maior viabilidade foi obtida na simulação que considerou a implementação da GD solar e das técnicas de GLD e, ainda, a adesão à tarifa horária branca; uma vez que foi obtida a maior economia a longo prazo. Além disso, também foi possível verificar o impacto negativo que a tarifa branca exerce sobre o consumidor residencial que não se dispõe a realizar o gerenciamento do seu consumo, conforme verificado na segunda simulação (simulação B).

REFERÊNCIAS

- ABOBOREIRA, Felipe Luz; CRUZ, Antônia Ferreira dos Santos. Importância da Smart Grid na Rede Elétrica de Distribuição Brasileira. Salvador: Unifacs, 2016.
- ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica). Tarifa Branca. Brasília, 2016.
- ANEEL. Tarifa branca. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acesso em: 05 jun. 2018.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 414: Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 687: Microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2015.

- BAJAY, Sérgio et al. Geração Distribuída e Eficiência Energética: Reflexões para o Setor Elétrico de Hoje e do Futuro. Campinas: Iei (international Energy Initiative), 2018.
- BORTOLOTO, Valter A. et al. Geração de Energia Solar On Grid e Off Grid. São Paulo, 2017.
- CAMARGO, C. C. D. B.; TEIVE, R. C. G. Gerenciamento pelo lado da demanda: Aspectos técnicos, econômicos, ambientais e políticas de conservação de energia. Florianópolis: Univali, 2006.
- CAMPOS, Alexandre de. Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso. 2004. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, USP, São Paulo, 2004.
- CGEE (Centro de Gestão e Estudos Estratégicos). Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Brasília, DF: Corporate Financial Center, 2012.
- COSERN (RN). Tarifas: Grupo B. 2018. Disponível em: <<http://servicos.cosern.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa%20Tens%C3%A3o/tarifas-grupo-b.aspx>>. Acesso em: 10 ago. 2018.
- CUNHA, Murilo V. da; BERNARDON, Daniel P.; RAMOS, Diego B.. Técnicas de GLD aplicadas ao Consumidor de BT considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída. UFSM, Santa Maria, 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética) (Brasil). Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional: Ano Base 2017. Rio de Janeiro, 2018.
- FERNANDES, Angel de Souza; PEREIRA, Lucas Junio de Souza; MATTOS JUNIOR, Pedro Alcântara de. Implantação do Sistema de Energia Fotovoltaica On Grid para programa Minha Casa Minha Vida. São Paulo, 2017.
- HOMER ENERGY (Estados Unidos). *Software Homer Pro*. 2018. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/index.html>>. Acesso em: 04 jun. 2018.
- HOMER ENERGY LLC. HOMER Pro. Versão 3.11. Estados Unidos: HOMER Energy LLC, 2017. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/>>. Acesso em 02 jun. 2018.
- HOMER ENERGY. HOMER Pro: User Manual. Estados Unidos, 2016.
- MME. Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro: EPE, 2018.
- NASCIMENTO, Vitória Caroline Carvalho. Aplicação de Técnicas de GLD em Consumidor de BT: Implementação da Tarifa Branca e da Geração Distribuída. 2018. 12 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, Rio Grande do Norte, 2018.
- SANTOS, Laura Lisiane Callai dos. Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores de Baixa Tensão. 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, UFSM, Santa Maria, 2014.
- SILVA, Rodrigo V.; AFFONSO, Carolina M.. Gerenciamento pelo Lado da Demanda de um Sistema Residencial utilizando Recozimento Simulado. UFPA, Pará, 2015.

APPLICATION OF DSM TECHNIQUES IN THE LOW VOLTAGE CONSUMER: WHITE TARIFF AND DISTRIBUTED GENERATION

Abstract. *The present work deals with the study of the technical and economic impact of the application of Demand Side Management (DSM) techniques, considering the implementation of the white hourly tariff mode and the solar photovoltaic distributed generation in the low voltage residential consumer, with average monthly consumption above 250 kWh. The white tariff aims to encourage the reduction of electricity consumption at the system's highest load time (peak hour), and the solar photovoltaic allows the consumer the energy management. The methodology of this work consists in the realization of simulations, through the software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER), with combinations considering the application of the techniques of DSM, valley filling and peak clipping, both aiming at the manipulation peak hour load, together with the implementation of the white hourly tariff mode and also the solar photovoltaic generation. The technical and economic impact was analyzed for a low voltage residential consumer with average monthly consumption above 250 kWh, the results obtained through the simulations were satisfactory, being possible to clearly identify the most attractive one.*

Key words: *DSM, White tariff, Distributed generation*