

PROGRAMA DE RESPOSTA À DEMANDA BASEADO EM PREÇOS APLICADO A CONSUMIDORES RESIDENCIAIS BRASILEIROS

BIBIANA M. P. FERRAZ ¹, FLÁVIO A. B. LEMOS ², SÉRGIO HAFFNER ³, TATIANO BUSATTO ⁴

*Grupo de Modelagem e Análise de Sistemas de Potência (GMASP),
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Av. Osvaldo Aranha, 103 - CEP 90035-190 - Porto Alegre, RS - Brasil
E-mails: ¹bibiana.petry@ufrgs.br, ²flavio.lemos@ieee.org,
³haffner@ieee.org, ⁴tatiano.busatto@ufrgs.br*

Abstract— This paper presents an evaluation of Demand Response Programs on the performance of Distribution Systems. Losses reduction and improvements on the system operation were analysed using Time-Of-Use tariff (TOU), a particular type of Price-Based Demand Response Program. In order to determine the hourly demand response, it applied the concept of Price Elasticity Matrix (PEM). The behaviour of residential customers connected to low voltage network was modelled by the concept of price elasticity of demand. In order to evaluate the performance of the proposed model numerical studies were done using the IEEE 34 modified node test feeder.

Keywords— Demand Response, Time of Use, Price Elasticity Demand, Residential Consumers.

Resumo— Este artigo apresenta uma avaliação dos programas de resposta à demanda sobre o desempenho dos sistemas de distribuição. Foram analisados cenários de redução de perdas ativas, bem como melhorias na operação do sistema ao aplicar tarifas com diferenciação horária (do termo em inglês *Time-of-Use*, TOU), um tipo particular de Programa de Resposta à demanda (PRD) baseado em preços. Para determinar a resposta à demanda horária, aplicou-se o conceito da Matriz de Elasticidade-Preço (MEP). O comportamento dos clientes residenciais ligados à rede de baixa tensão foi modelado pelo conceito de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica. A fim de avaliar o desempenho dos modelos propostos foram feitos estudos numéricos usando o sistema teste IEEE de 34 nós modificado.

Palavras-chave— Resposta de Demanda, Período de Uso, Elasticidade-Preço da Demanda, Consumidores Residenciais.

1 Introdução

A mudança nos padrões de consumo de energia elétrica e o fácil acesso a diversas tecnologias eletroeletrônicas têm contribuído para o incremento do consumo de eletricidade. Nos últimos 20 anos, o uso da energia elétrica no Brasil praticamente dobrou. As residências, responsáveis por 28% deste consumo, elevaram mais de 7 vezes o uso de eletricidade per capita entre 1970 e 2014 (EPE, 2015).

Dois terços da capacidade total de geração do Brasil provém de hidroelétricas, que estão conectadas ao sistema interligado nacional, o qual opera com mais de 115 mil quilômetros de linhas de transmissão. Para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica é necessário expandir o sistema. No entanto, construir novas usinas hidroelétricas é uma tarefa complexa, por causa da dispersão geográfica das fontes e do tempo de execução das obras, além de problemas ecológicos e questões regulatórias, que são, atualmente, as principais causas no atraso das obras de expansão da geração e da transmissão.

Neste contexto, estudos de ampliação do sistema são desenvolvidos com a finalidade de traçar cenários que contemplem o aumento da demanda, respeitando os critérios técnicos de operação, segurança e a viabilidade econômico-financeira. Todavia, a expansão do sistema elétrico envolve altos investimentos e muitas vezes os recursos disponíveis não são suficientes para realizar todas as ações necessárias em um

mesmo período de tempo, tornando-se necessário priorizá-los. Uma das formas de auxiliar a priorização e adiamento de obras nos planos de expansão do sistema elétrico é a aplicação de Programas de Resposta à Demanda (PRD).

Este artigo analisa o impacto de PRD baseado em preços com diferenciação horária (do inglês, *Time of Use* – TOU) no nível da tensão, nas perdas ativas e no deslocamento de consumo de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. Para determinar a resposta à demanda horária sujeita à tarifa TOU, aplica-se o conceito da Matriz de Elasticidade-Preço (MEP). A metodologia proposta foi validada com o auxílio das ferramentas de análise PSL® DMS e Matlab®, utilizando uma versão modificada do sistema teste IEEE de 34 nós.

2 Programas de Resposta de Demanda

Os PRD visam mudanças nos padrões de consumo da energia elétrica em resposta a variações no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a incentivos financeiros destinados a induzir a redução do uso de energia elétrica em períodos de alto custo ou quando a confiabilidade do sistema é prejudicada (DOE, 2006). Essa definição também pode ser associada ao conceito de Gerenciamento Integrado de Demanda (do inglês *Demand Side Integration* - DSI), cada vez mais factível em função do conceito de *smart grid*.

A análise da curva de carga de um transformador real, que atende exclusivamente consumidores residenciais, permite demonstrar o potencial dos PRD, pois existe um padrão típico de sobrecarga no horário de ponta e longos períodos de ociosidade, conforme ilustra a Figura 1.

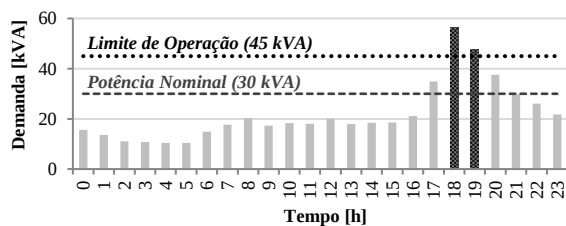


Figura 1. Curva de carga de um dia útil de um transformador.

Observa-se na Figura 1 que a demanda máxima registrada ultrapassa o limite operacional em sobrecarga indicado por norma (ABNT, 1997), quase dobrando o valor da potência nominal do equipamento. Em contrapartida, no período fora de ponta a demanda registrada fica abaixo de 21 kVA, aumentando as perdas do sistema, reduzindo o fator de carga dos transformadores, encarecendo a tarifa e forçando o investimento em uma infraestrutura que atenda à demanda de curtos períodos.

Dentre as técnicas de DSI existentes para incentivar mudanças nas curvas de carga, destaca-se a redução da demanda de ponta e deslocamento de consumo para períodos de ociosidade do sistema. Tais modificações podem ser obtidas pela concessionária, por meio da aplicação de uma tarifa com diferenciação horária, aumentando os preços no horário de pico, e/ou oferecendo uma tarifa atrativa em outros horários. Atualmente os consumidores atendidos em baixa tensão no Brasil contratam a modalidade tarifária convencional monômnia. Essa tarifa é única e reajustada anualmente, representando o custo médio de produção, transmissão e distribuição da energia elétrica. Por isso, não há incentivo para atenuar o consumo no horário de ponta e evitar os gargalos no suprimento. Recentemente, alguns estudos envolvendo o impacto da tarifa com diferenciação horária, concomitante com a microgeração, foram desenvolvidos para clientes atendidos em baixa tensão (Goulart, 2015). Entretanto, inúmeros aspectos envolvem a opção desta tarifa, tornando-a pouco conhecida entre os consumidores residenciais.

3 Abordagem Proposta

3.1 Tarifa Período de Uso

Atenuar os picos de demanda ao incentivar o uso das cargas em horários de baixa utilização é um modo eficiente de melhorar o uso do sistema e protelar investimentos. Entre as ações disponíveis, propõe-se analisar um tipo particular de PRD baseado em preços, chamado Tarifa de Período de Uso. Ao dividir o dia em dois ou mais períodos, essa tarifa reflete no preço da eletricidade os custos operacionais do horário de ponta e fora de ponta e incentiva a

mudança nos padrões de consumo. Tal diferenciação horária, usual para consumidores em alta tensão, recentemente foi homologada no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para consumidores de baixa tensão, dentre eles, os residenciais. Denomina-se “tarifa branca” e possui três diferentes preços de kWh, sendo que cada concessionária determina os períodos de sua tarifa. No presente estudo, foram adotados os horários da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D). Sendo assim, nos dias úteis, há o período fora de ponta (entre 00h01min e 17h00min e entre 22h01min e 24h00min), o intermediário (entre 17h01min e 18h00min e entre 21h01min e 22h00min) e o período de ponta (entre 18h01min e 21h00min). Por outro lado, nos finais de semana, todas as horas são tarifadas pelo período fora de ponta. A Tabela 1 apresenta um exemplo da tarifa branca e da convencional, ambas aplicáveis aos consumidores residenciais da CEEE-D.

Tabela 1. Exemplos de Tarifas (sem impostos) Homologadas para Clientes Residenciais

Classificação		Período do Dia	Tarifa de Energia Elétrica [R\$/kWh]
Tarifa Proposta	Branca	Ponta	0,79493
	Branca	Intermediário	0,52110
	Branca	Fora Ponta	0,39467
Tarifa Atual	Convencional	Não Aplicável	0,45662

3.2 Matriz Elasticidade-Preço

Para determinar o potencial de redução de demanda de energia elétrica na ponta, o presente estudo aplica o conceito de elasticidade, que mede o quanto os consumidores estão dispostos a modificar a demanda na medida em que o preço da tarifa horária muda. A elasticidade é calculada como:

$$\varepsilon = \frac{\Delta d}{\Delta p}, \quad (1)$$

onde ε corresponde à elasticidade a partir da variação da demanda de energia elétrica e Δd é a variação do preço Δp . Reescrevendo (1) é possível determinar a resposta de demanda, conforme:

$$\Delta d = \varepsilon \cdot \Delta p. \quad (2)$$

De maneira a determinar a resposta à demanda horária, aplica-se o conceito da Matriz de Elasticidade-Preço (MEP), proposto por Kirschen *et al.* (2000). Reescrevendo (2) na forma matricial obtém-se:

$$\Delta \mathbf{D} = \mathbf{E} \cdot \Delta \mathbf{P}, \quad (3)$$

onde $\Delta \mathbf{D}$ representa a variação de demanda causada pela variação de preço $\Delta \mathbf{P}$ em cada período, a partir de seus respectivos coeficientes de elasticidade encontrados na matriz $\mathbf{E}$. Os elementos do vetor $\Delta \mathbf{P}$ são calculados segundo:

$$\Delta p_i = p_i - p_o, \quad (4)$$

onde p_i é o preço final na hora i , correspondente à tarifa branca, e p_o é o preço inicial.

Cada coeficiente da matriz $\mathbf{E}$, relaciona a demanda na hora i pelo preço na hora j , sendo que os elementos da diagonal principal representam a elasticidade própria, enquanto os demais elementos correspondem à elasticidade cruzada. Schweppe *et al.* (1988) caracterizam a elasticidade própria como a sensibilidade da demanda de energia elétrica em função da tarifa, ambas no mesmo período de tempo, sendo calculada segundo:

$$\varepsilon_{i,i} = \frac{\partial d_i}{\partial p_i}, \quad (5)$$

onde $\varepsilon_{i,i}$ é a elasticidade própria calculada para o preço da energia elétrica p e a demanda d na hora i . Já a elasticidade cruzada permite analisar o potencial de deslocamento de consumo, mensurando a variação de demanda na hora i em função do preço na hora j . Para calcular as elasticidades cruzadas, pode-se adotar a abordagem de Kirschen *et al.* (2000):

$$\varepsilon_{j,j} = -\sum_i \varepsilon_{i,j}, \quad (6)$$

onde $\varepsilon_{i,j}$ é a elasticidade cruzada calculada para o preço da energia elétrica p na hora j e a demanda d na hora i . Tal expressão assume que a soma das elasticidades cruzadas de uma coluna da matriz $\mathbf{E}$ é igual ao valor absoluto da elasticidade própria da mesma coluna, porém com sinal contrário.

Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) propõe a caracterização dos consumidores de acordo com a composição da matriz $\mathbf{E}$. Se as elasticidades cruzadas forem iguais à zero, o consumidor é do tipo curto alcance (do inglês, *short range consumer*) e responde apenas ao sinal tarifário no instante atual, sem analisar a possibilidade de reagendar o consumo para períodos de menor custo. Por outro lado, consumidores de longo alcance (do inglês, *long range consumers*) possuem a habilidade de deslocar o consumo em uma ampla faixa de tempo e a matriz elasticidade apresenta inúmeros elementos diferentes de zero, fora da diagonal principal.

Para a construção da matriz elasticidade-preço, adota-se 3 horas de período de ponta, 2 horas no intermediário. O período fora de ponta possui 19 horas nos dias úteis e 24 horas nos sábados e domingos. Dessa forma, propõe-se ponderar as elasticidades cruzadas segundo:

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,1} & -\varepsilon_{2,2} \frac{19}{22} k & -\varepsilon_{3,3} \frac{19}{21} k & -\varepsilon_{4,4} \frac{19}{24} k \\ -\varepsilon_{1,1} \frac{2}{5} k & \varepsilon_{2,2} & -\varepsilon_{3,3} \frac{2}{21} k & -\varepsilon_{4,4} \frac{2}{24} k \\ -\varepsilon_{1,1} \frac{3}{5} k & -\varepsilon_{2,2} \frac{3}{22} k & \varepsilon_{3,3} & -\varepsilon_{4,4} \frac{3}{24} k \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon_{4,4} \end{bmatrix}, \quad (7)$$

onde os índices 1 a 3 correspondem, respectivamente, aos períodos de fora de ponta, intermediário e ponta dos dias úteis. O índice 4 representa o período fora

de ponta dos finais de semana. Para calcular as elasticidades cruzadas, foi adotado um fator de transferência, denominado k , o qual permite avaliar a resposta à demanda para diferentes casos. Se $k = 1$, considera-se que o consumo será igual antes e depois do PRD. É possível ainda, fixar o valor da fatura mensal de eletricidade, de maneira que não altere, antes e depois do PRD. Para isso, todos os elementos localizados fora da diagonal principal da matriz $\mathbf{E}$ são multiplicados por:

$$k = \frac{1}{AA + BB + CC} \left\{ p_0 \sum_{t=1}^4 C_t^{semRD} - p_1 \left[\varepsilon_{1,1} \Delta p_1 Base^{kWh} + C_1^{semRD} \right] - p_2 \left[\varepsilon_{2,2} \Delta p_2 Base^{kWh} + C_2^{semRD} \right] - p_3 \left[\varepsilon_{3,3} \Delta p_3 Base^{kWh} + C_3^{semRD} \right] - p_4 \left[\varepsilon_{4,4} \Delta p_4 Base^{kWh} + C_4^{semRD} \right] \right\}. \quad (8)$$

onde C_t^{semRD} são os valores de consumo total: para o período fora de ponta do dia útil (índice 1), intermediário do dia útil (índice 2), ponta do dia útil (índice 3) e final de semana (índice 4). Os termos AA , BB e CC são dados pelas seguintes expressões:

$$AA = \frac{19}{22} \varepsilon_{2,2} \Delta p_2 + \frac{19}{21} \varepsilon_{3,3} \Delta p_3 + \frac{19}{24} \varepsilon_{4,4} \Delta p_4, \quad (9)$$

$$BB = \frac{2}{5} \varepsilon_{1,1} \Delta p_1 + \frac{2}{21} \varepsilon_{3,3} \Delta p_3 + \frac{2}{24} \varepsilon_{4,4} \Delta p_4, \quad (10)$$

$$CC = \frac{3}{5} \varepsilon_{1,1} \Delta p_1 + \frac{3}{22} \varepsilon_{2,2} \Delta p_2 + \frac{3}{24} \varepsilon_{4,4} \Delta p_4. \quad (11)$$

Ressalta-se que a abordagem proposta prevê, além do deslocamento de consumo entre os períodos do dia, a possibilidade de o usuário reagendar parte do uso da eletricidade para os finais de semana, já que nos sábados e domingos aplica-se apenas a tarifa fora de ponta. Além disso, observa-se que as elasticidades $\varepsilon(4,1)$, $\varepsilon(4,2)$ e $\varepsilon(4,3)$ de (7) são iguais a zero, evitando o deslocamento de consumo de sábados e domingos para os dias úteis.

Finalmente, com o objetivo de evitar que toda a demanda de energia elétrica que aumentar no período fora da ponta tenha que ser retirada dos períodos intermediário e ponta, se optou pelo deslocamento parcial de consumo entre os períodos. Haja vista que os períodos possuem quantidades de horas diferentes, seria extremamente difícil retirar das 5 horas (período intermediário + ponta), o que irá aumentar em 19 horas (período fora da ponta). Sendo assim, (7) pode ser reescrita segundo:

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,1} & \varepsilon_{1,2} k_f & \varepsilon_{1,3} k_p & \varepsilon_{1,4} k_{fs} \\ \varepsilon_{2,1} k_f & \varepsilon_{2,2} & \varepsilon_{2,3} k_p & \varepsilon_{2,4} k_{fs} \\ \varepsilon_{3,1} k_f & \varepsilon_{3,2} k_i & \varepsilon_{3,3} & \varepsilon_{3,4} k_{fs} \\ 0 & 0 & 0 & \varepsilon_{4,4} \end{bmatrix}, \quad (12)$$

onde k_f é o fator de ajuste para o período fora de ponta, k_i para o período intermediário, k_p para a ponta e k_{fs} para o final de semana. A Tabela 2 lista os valores adotados para cada fator.

Tabela 2. Fatores de transferência para cada faixa de consumo.

k_f	k_i	k_p	k_{fs}
0,2	0,9	1,0	0,2

3.3 Modelagem do Consumidor

Analisando de forma individual o hábito do consumidor, a resposta a um preço caracteriza-se por um fenômeno complexo, que depende das necessidades de cada usuário. Todavia, a diversidade de consumidores que utilizam o sistema de distribuição possibilita a representação de uma resposta agregada por meio de modelos matemáticos simplificados (SCHWEPPE *et al.*, 1988). Desta forma, Moghaddam *et al.* (2011) propõem substituir o termo d de (5) pela seguinte função matemática:

$$d_i = a \cdot p_i + b, \quad (13)$$

onde a é coeficiente angular, b é o coeficiente linear, d é o valor da demanda e p o preço, ambos para a hora i . Essa expressão é o resultado de uma regressão linear e representa o comportamento do consumo em função do preço da energia elétrica.

De maneira a encontrar os valores de a e b de (8), analisou-se o histórico de consumo e de tarifas dos clientes residenciais do sul do Brasil, disponibilizados pela CEEE-D (ANEEL, 2016). Em diversos períodos, constatou-se um comportamento de resposta à demanda baseada em preço, conforme ilustra a Figura 2.

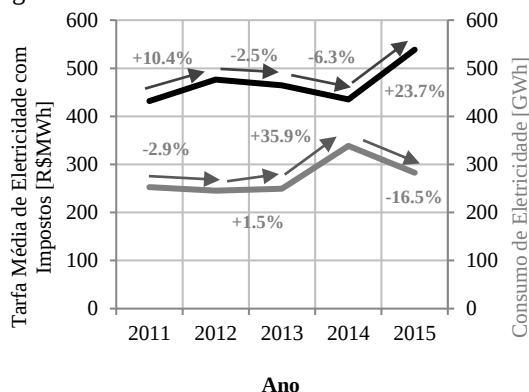


Figura 2. Registros de consumo e tarifa do mês de fevereiro entre os anos 2011 e 2015.

Ao comparar os registros dos anos de 2011 a 2015, no mês de fevereiro, verificou-se que todas as vezes que a tarifa de energia elétrica reduziu, o consumo de energia elétrica aumentou, e vice-versa. Além disso, comparando os dados mensais de 2013 (ano de redução expressiva dos impostos da tarifa de energia elétrica) com os de 2015 (ano de aumento da tarifa) constatou-se que o aumento na tarifa é mais impactante que a redução, ou seja, a resposta dos consumidores é mais significativa quando o preço da eletricidade sobe. Portanto, foram escolhidos os

dados de janeiro a dezembro de 2015, para encontrar o comportamento representado por (8).

Assim sendo, utilizou-se 12 registros de consumo e de tarifa com o objetivo de estimar os valores das duas incógnitas, a e b , em (8). O sistema resultante é sobredeterminado, desta forma os coeficientes a e b podem ser estimados por meio do Método dos Mínimos Quadrados (MMQ), considerando-se n dados de consumo e de tarifa, ambos para a classe residencial, ao longo do tempo, resultando:

$$d_i = -242,45 p_i + 336,17. \quad (14)$$

Visando verificar a relevância da regressão linear encontrada, calculou-se o coeficiente de determinação, também chamado de R^2 , o qual foi igual a 0,9023, indicando que 90,23% da variável dependente consegue ser explicada pelos regressores presentes no modelo.

O modelo obtido (9) representa expressa a demanda em função do preço da eletricidade, para um consumidor médio de 180 kWh. Entretanto, um sistema de distribuição atende a diferentes classes de consumo. Tendo em vista a indisponibilidade dos dados de consumo mensal estratificados por faixa, foi realizada uma aproximação a partir de estatísticas de uma subestação real com mais de 40 mil clientes residência, listadas na Tabela 3. A Faixa 1, por exemplo, possui 20 % dos usuários residenciais, os quais utilizam 4 % do consumo total registrado nessa subestação.

Tabela 3. Estatísticas de uma subestação real.

Faixa	Participação das Faixas na Quantidade Total de Clientes	Participação das Faixas no Consumo Total
1	20 %	4 %
2	29 %	17 %
3	46 %	60 %
4	4 %	13 %
5	1 %	6 %

Para analisar a resposta à demanda de cada faixa de consumo, em todos os períodos do dia e dias da semana, foram avaliados os comportamentos típicos dos usuários residenciais. Devido à indisponibilidade desses dados, realizou-se uma aproximação a partir das curvas de carga típicas, com o auxílio do programa PSL[®]. A Figura 3 ilustra a distribuição percentual de consumo de energia elétrica das faixas, demonstrando que, por exemplo, para a Faixa 1, 39 % do consumo ocorre nos finais de semana. Já nos dias úteis, 37 % é registrado no horário fora de ponta, 8 % no intermediário e 16 % na ponta. Ressalta-se que havendo a disponibilidade dos dados de consumo por faixa e período do dia, é possível calcular a regressão por um procedimento semelhante e determinar as funções específicas. A Tabela 4 lista as elasticidades próprias, obtidas para cada faixa de consumo.

Para o cálculo das elasticidades cruzadas, foram determinados os valores do fator de transferência k , dado pela expressão (8), para cada faixa de consumo, os quais constam na Tabela 5.

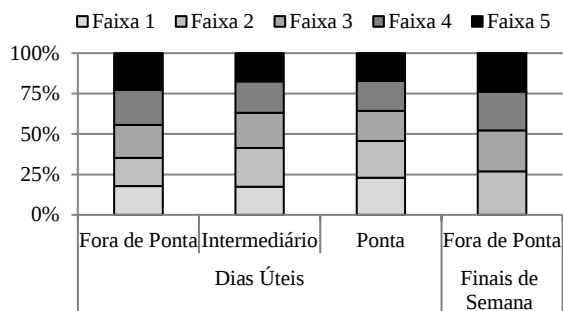


Figura 3. Distribuição do consumo mensal de energia elétrica para todas as faixas.

Tabela 4. Elasticidade-própria de cada faixa de consumo e período do dia.

Elasticidade Própria	Faixa				
	1	2	3	4	5
$\varepsilon(1,1)^f$	-0,314	-0,306	-0,357	-0,382	-0,399
$\varepsilon(2,2)^f$	-0,068	-0,093	-0,085	-0,076	-0,068
$\varepsilon(3,3)^f$	-0,136	-0,136	-0,110	-0,110	-0,102
$\varepsilon(4,4)^f$	-0,331	-0,314	-0,297	-0,280	-0,280

Tabela 5. Fatores de transferência para cada faixa de consumo.

Faixa	1	2	3	4	5
k	1,0096	0,7120	0,7531	1,1822	1,3450

4 Resultados Obtidos

4.1 Análise de Sensibilidade da Modelagem

A análise de sensibilidade basicamente verifica a influência da variação dos parâmetros que compõem o PRD proposto. Para isso, inicialmente, determinou-se a matriz elasticidade-preço para cada faixa de consumo, por meio das expressões (7) e (12). Utilizando (3), calculou-se a variação de demanda, por exemplo, para a Faixa 1, resultando em:

$$\Delta D = \begin{bmatrix} \Delta d_1 \\ \Delta d_2 \\ \Delta d_3 \\ \Delta d_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,1362 \\ -0,0042 \\ -0,1068 \\ 0,0454 \end{bmatrix} \text{ p.u.} \quad (15)$$

Analisando os resultados de (16), verifica-se que, para atender ao objetivo do estudo de caso, aumenta-se o consumo de energia elétrica, no período fora de ponta dos dias úteis e nos finais de semana, conforme ilustra a Figura 4. Já nos períodos, intermediário e ponta dos dias úteis, o consumo de energia elétrica é reduzido.

A Tabela 6 lista os percentuais de alteração da demanda, antes e depois do PRD, para cada período. Tais percentuais estão diretamente relacionados aos valores das elasticidades-preço, as quais se baseiam nas regressões lineares de cada faixa. Considera-se que o consumidor ao aderir à tarifa branca, fixa o valor mensal da fatura de energia elétrica, antes e depois do PRD.

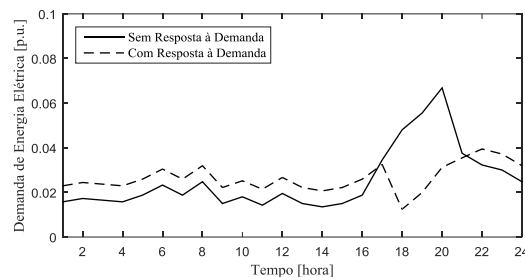


Figura 4. Curva de carga típica para os dias úteis de um consumidor pertencente à Faixa 1.

Tabela 6. Percentuais de alteração no consumo mensal.

Faixa	Alteração no Consumo de Energia Elétrica [%]				
	FP ¹	I ²	P ³	FS ⁴	M ⁵
1	37,10	-5,76	-62,66	23,27	7,06
2	31,23	-12,96	-51,99	23,00	3,88
3	26,79	-11,66	-51,80	23,32	5,18
4	31,84	-9,69	-64,44	22,94	8,50
5	31,07	-10,48	-66,98	23,35	9,64

Nota: ¹ Período fora de ponta dos dias úteis.

² Período intermediário dos dias úteis.

³ Período de ponta dos dias úteis.

⁴ Período fora de ponta dos finais de semana.

⁵ Período mensal.

4.2 Descrição do Sistema Teste

A metodologia proposta foi avaliada para um sistema teste IEEE de 34 nós (Kersting, 1991) modificado. Conforme ilustrado na Figura 5, o sistema representa um alimentador de distribuição radial, com a tensão nominal de 24,9 kV e cargas desbalanceadas. A simulação e análise para a abordagem proposta é demonstrada usando os programas PSL[®] DMS (PSL, 2013) e Matlab[®] (MathWorks, 2012).

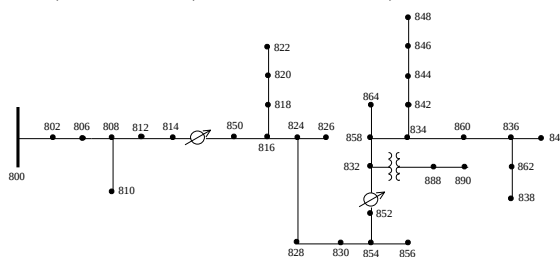


Figura 5. Sistema teste IEEE de 34 nós.

O Programa PSL[®] DMS é usado para calcular o fluxo de potência trifásico para as curvas de carga típicas e também, para simular os programas de resposta à demanda no sistema teste.

Para aplicar a abordagem proposta, considerou-se que para obter o carregamento horário dos Transformadores de Distribuição (TD), supõe-se que a carga do IEEE corresponde ao horário de ponta (19 h), todas as cargas foram inseridas como TDs monofásicos. Nas cargas bifásicas ou trifásicas, utilizou-se 2 ou 3 transformadores monofásicos. Para evitar que transformadores monofásicos de diferentes potências fossem conectados no mesmo nó, todos os transformadores foram padronizados conforme a maior potência, conforme lista a Tabela 7. Além disso, as cargas distribuídas localizam-se no final da linha.

Tabela 7. Modificações no Sistema Teste

Nó	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Potência do Transformador kVA
	P kW	Q kvar	P kW	Q kvar	P kW	Q kvar	
806	-	-	30	15	26	13	2 x 25
810	-	-	16	8	-	-	1 x 15
820	34	17	-	-	-	-	1 x 37,5
822	45	23	-	-	-	-	3 x 37,5
	45	23	-	-	-	-	
	45	23	-	-	-	-	
824	-	-	5	3	-	-	1 x 5
826	-	-	40	20	-	-	1 x 37,5
828	-	-	-	-	4	2	1 x 5
830	7	4	-	-	-	-	1 x 25
834	4	2	15	8	13	7	3 x 15
836	30	15	10	5	42	21	3 x 37,5
838	-	-	28	14	-	-	1 x 25
840	18	9	22	11	-	-	2 x 25
844	9	5	-	-	-	-	1 x 75
846	-	-	25	13	20	10	2 x 25
848	-	-	23	12	-	-	1 x 25
856	-	-	4	2	-	-	1 x 5
858	7	4	2	1	6	3	3 x 10
860	16	8	20	10	55	28	4 x 50
					55	28	
864	2	1	-	-	-	-	5
860	20	10	20	10	20	10	3 x 50
840	9	5	9	5	9	5	3 x 25
844	68	34	68	34	68	34	6 x 75
	68	34	68	34	68	34	
848	20	10	20	10	20	10	3 x 25
890	75	38	75	38	75	38	75
	75	38	75	38	75	38	75
830	10	5	10	5	25	13	3 x 25
Total	607	308	585	296	581	294	2185

4.3 Resultados Obtidos no Sistema Teste

Considerando um cenário semelhante a PRDs aplicados na França e no Canadá, com 30% de adesão à tarifa branca dos consumidores residenciais, obteve-se 16,41% de redução do consumo de ponta. A Tabela 8 lista as alterações dos demais períodos, evidenciando o aumento de 1,72% do consumo, para um consumidor do tipo longo alcance.

Tabela 8. Alteração de consumo para 30 % de adesão.

FP	I	P	FS	M
8,62	-3,41	-16,41	3,48	1,72

Ao efetuar o fluxo de potência no PSL® DMS com o novo carregamento dos transformadores é possível determinar as perdas ativas no sistema teste. A Tabela 9 demonstra que se obteve 34,71% de redução no horário de ponta. Haja vista o aumento de consumo fora de ponta, as perdas acompanham este comportamento.

Tabela 9. Alteração das perdas ativas para 30 % de adesão.

Alteração das Perdas Ativas em Relação ao Caso Base [%]				
FP	I	P	FS	M
31,15	-0,67	-34,71	16,39	-0,69

Por fim, analisou-se o comportamento da tensão do sistema teste. De acordo com a Figura 6, no horário de ponta, ao reduzir a sobrecarga, a tensão melhora significativamente em 5 nós.

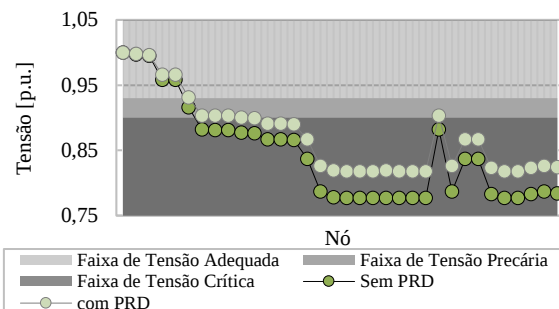


Figura 6. Comportamento da tensão às 19h para o estudo de caso.

6 Conclusões

Programas de resposta à demanda baseados em preço podem melhorar a operação do sistema elétrico. Para avaliar o impacto da mudança dos padrões de consumo, é de suma importância conhecer os hábitos do público-alvo e estudar a sua modelagem, para a obtenção de bons resultados em um PRD. Em relação à tarifa branca, a pequena diferença de preço entre os períodos, e também em relação à tarifa convencional, possivelmente não motive os consumidores a aderirem a um PRD. Ao comparar com outras tarifas do panorama mundial, constata-se a falta de atratividade nos preços aplicados, justificando o desconhecimento da maioria dos consumidores e à baixa adesão à mesma. Por fim, uma análise abrangente do método proposto aplicado a um sistema teste, comprovou a melhoria do desempenho de sistemas de distribuição.

Referências Bibliográficas

- ABNT, 1997. NBR 5416 - Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento.
- ANEEL, 2016. Sistema de Apoio à Decisão (SAD). Available at: <http://www.aneel.gov.br>.
- DOE, 2006. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. U.S. Department of Energy, (February).
- EPE, 2015. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014, Rio de Janeiro, Brasil.
- Goulart, J.A.G., 2015. Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Kersting, W.H., 1991. Radial Distribution Test Feeders. IEEE Transactions on Power Systems, 6(3), pp.975-985.
- MathWorks, I., 2015. MATLAB.
- Moghaddam, M.P., Abdollahi, A.; Rashidinejad, M., 2011. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. Applied Energy, 88(9), pp.3257-3269.
- PSL, 2013. Sistema de Apoio ao Planejamento e à Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.
- Schweppe, F.C. et al., 1988. Spot Pricing of Electricity K. A. Publishers, ed., Boston/Dordrecht/London.
- Venkatesan, N., Solanki, J.; Solanki, S.K., 2012. Residential Demand Response model and impact on voltage profile and losses of an electric distribution network. Applied Energy, 96, pp.84-91.