



Política Ótima de Comercialização de um Microgrid de Energia Solar conectado ao Grid e a Veículos Elétricos Híbridos

Hendriigo Batista da Silva

Universidade Federal de Minas Gerais
Av. Antonio Carlos, 6627 - Pampulha - Belo Horizonte, MG, Brazil
hendrigobatista@ufmg.br

Leonardo P. Santiago

Copenhagen Business School
Solbjerg Pl. 3, 2000 Frederiksberg, Dinamarca
ls.om@cbs.dk

RESUMO

Uma política ótima de compra e venda entre o microgrid e o grid da concessionária é proposta neste artigo. Apresentamos um modelo baseado em programação dinâmica estocástica que considera a utilização da energia elétrica armazenada em veículos elétricos híbridos (PHEVs) como estados do sistema, semelhante ao problema de controle de inventário. A carga destes veículos é gerenciada de forma a minimizar os custos de compra do microgrid e o custo de oportunidade de excesso de estocagem. Um exemplo numérico é apresentado ilustrando a aplicabilidade do modelo em um cenário de desconexão de veículos pela manhã e conexão no fim da tarde. Também foi considerado um microgrid com picos de geração solar ao meio-dia. Por fim, limitações e possibilidade de trabalhos futuros são também discutidos.

PALAVRAS CHAVE. Microgrid. Programação Dinâmica. Veículos Elétricos.

ÁREA PRINCIPAL: EN - PO na Área de Energia.

ABSTRACT

We propose an optimal buying and selling policy between the microgrid and the utility grid in this paper. Through the use of stored energy in hybrid electric vehicles (PHEVs) as system states, an inventory model of stochastic dynamic programming is proposed in the formulation. The load of these vehicles is managed in a way that minimizes the buying costs of the microgrid as well as the opportunity cost of excess inventory. A numerical example illustrate the applicability of the model in a scenario when vehicles disconnect from the microgrid in the morning and connect in the late afternoon. We also consider a microgrid with solar generation peaks at noon. Finally, limitations and possibilities of future work are also discussed.

KEYWORDS. Microgrid. Dynamic Programming. Electric Vehicles.

MAIN AREA: EN - OR in the Energy Sector.



1. Introdução

A tecnologia atual permite que um proprietário de veículo elétrico possa gerar sua própria energia em casa, a partir de painéis solares ou outras formas de geração. Como o prosumidor (produtor + consumidor) também pode comercializar esta energia com a rede, surge o conceito do valor da energia ao longo de um horizonte de tempo, e sistemas de gerenciamento de microgrids se tornam cada vez mais importantes.

Os microgrids são definidos como agrupamentos de cargas e microfuentes de energia operando como um sistema controlável único, gerando eletricidade ou calor para sua área local (Lasseter [2002]). Outra definição, apresentada por Peas Lopes et al. [2006], o considera como uma rede de baixa tensão (área urbana, shopping center) com cargas e diversos sistemas modulares de geração conectadas a esta rede, de forma a proporcionar eletricidade e calor para as cargas locais. Dentre os principais benefícios dos microgrids, Peas Lopes et al. [2006] cita o aumento da confiabilidade para o consumidor final e a redução de investimentos para expansão do grid. O microgrid pode ser operado de duas formas: conectado ao sistema ou operando de forma isolada. Segundo Peas Lopes et al. [2006], na primeira forma o microgrid está conectado a uma rede de média tensão recebendo ou injetando potência no sistema. Já na segunda, o sistema opera de forma isolada e autônoma, semelhante a ilhas físicas, que operam de forma desconectada. Este estudo também afirma que o gerenciamento de sistemas de baterias em microgrids nesta segunda forma são absolutamente essenciais para garantir a qualidade da tensão na rede.

Ktiraei et al. [2008] argumenta que há muitas diferenças entre um microgrid e versões em miniatura dos grids de larga escala, mostrando a necessidade do desenvolvimento de novos conceitos operacionais e de controle exclusivos para microgrids. Um aspecto crítico de um microgrid, segundo Lasseter et al. [2002], é sua apresentação para o sistema de distribuição ao redor como um sistema único controlável, semelhante tanto a um consumidor comum quanto a uma fonte de geração. Esta característica peculiar exige uma eletrônica de potência avançada e flexível, que garanta pelo menos que o microgrid não cause nenhum estrago para o sistema no qual está conectado. Lasseter [2002] afirma que a integração de um grande número de fontes de geração não é possível com os controles de potência ativa e reativa básicos. A estabilidade e a confiabilidade devem ser assegurados também com um controle de tensão local.

Alguns consórcios de pesquisa têm sido formados para estudo da operação em laboratório de um microgrid, dentre os quais podemos destacar o ISET na Europa e o CERTS nos EUA, apresentados em Hatziargyriou et al. [2007] e Lasseter et al. [2002] respectivamente. Também tem se desenvolvido pesquisas em microgrids na General Electric, no Japão através de um fundo de pesquisas em novas energias ligado às agências do governo japonês e no Canadá em parcerias com as empresas de energia (Hatziargyriou et al. [2007]). Deve-se destacar também a importância do IEEE na definição dos padrões 1547 para o norteameritico do planejamento, operação e integração de microgrids ao sistema, apresentado em IEEE [2011].

Em geral, diversos trabalhos têm sido publicados na literatura de sistemas de gerenciamento para microgrids nos últimos anos. Kanchev et al. [2011] apresenta um sistema de gerenciamento subdividido em longo prazo e curto prazo. O sistema de longo prazo é responsável pela previsão horária da geração distribuída, pelo gerenciamento de cargas controláveis que podem ser desconectadas do grid de acordo com os requisitos da supervisão e pelo provisionamento de um nível apropriado de reservas. Já o sistema de curto prazo é responsável pela regulação da tensão e pelo despacho em tempo real de potência. Ktiraei e Iravani [2006] aborda estratégias de gerenciamento de potência ativa e reativa em unidades de geração distribuída, definindo valores referência de potência para cada unidade de geração e respondendo de forma rápida a perturbações e estados transientes devido a mudanças na forma de operação. Já Dimeas e Hatziargyriou [2005] apresenta a operação de um sistema multiagente para controle de um microgrid. A ideia central apresentada é que cada recurso energético ou carga controlável decida o que é melhor para si, tomando como base o benefício geral através de um algoritmo de leilão. Guerrero et al. [2011] propõe um modelo



de controle hierárquico para microgrids de forma a proporcioná-los mais flexibilidade de operação.

Um sistema integrado que gerencie os múltiplos recursos energéticos de um microgrid é uma peça-chave para que ele possa atingir seus benefícios. Além disto, questões de segurança e confiabilidade tornam vitais a necessidade de um microgrid operar com um sistema de gerenciamento centralizado. Convém destacar também que o gerenciamento de microgrids ganha importância com o aumento da frota de veículos elétricos no mercado. A integração de veículos elétricos híbridos de plug-in (PHEVs) ao grid, denominada de "vehicle-to-grid" ou V2G, apresenta uma grande capacidade de auxílio ao gerenciamento dos sistemas elétricos, conforme demonstrado em Kempton e Tomić [2005a]. Entretanto, o planejamento do momento de conexão ou desconexão dos veículos elétricos no grid ganha importância devido à constatação por Heydt [1983] de que o carregamento coincidirá com o pico do sistema se não houver um gerenciamento adequado da entrada ou saída desta carga. Esse gerenciamento também se torna vital com o crescimento dos microgrids e da geração solar associada, pautada pela sua intermitência.

Assim, a programação dinâmica ganha especial importância enquanto ferramenta matemática para definição de controles ótimos ao longo de um horizonte de tempo, para que a conexão destas baterias móveis ao grid ocorra sem perdas para o sistema. Em geral, essa integração de sistemas de bateria nos microgrids e nas redes inteligentes, como os veículos elétricos, tem sido discutida em alguns artigos na literatura. Convém destacar o trabalho de Lopes et al. [2011], que apresenta uma estrutura conceitual para uma bem-sucedida integração, cobrindo os ambientes técnicos e do mercado de eletricidade. Guille e Gross [2009] apresenta uma proposta de estrutura de integração de veículos elétricos no grid, de forma que os veículos possam nivelar a demanda em períodos fora do pico e proporcionarem carga quando o grid apresentar alta demanda, funcionando como um gerador. O trabalho de Kempton e Tomić [2005b] desenvolve equações para estimar as receitas e custos para os veículos elétricos proporcionarem energia em mercados no pico e para serviços ancilares, apresentando a integração de veículos e grid de energia como um importante fator de aumento da estabilidade e confiabilidade do grid, além de ser um meio interessante para estocagem em larga escala de energia renovável.

Dentre os trabalhos relacionados à dificuldade da integração, Peterson et al. [2010] faz um estudo dos efeitos do uso combinado no veículo elétrico da direção e da integração ao grid das baterias de íon-lítio no desempenho do ciclo de vida. Já Sovacool e Hirsh [2009] faz uma análise mais crítica da integração em larga escala dos veículos elétricos ao grid e apresenta as barreiras sócio-técnicas advindas do processo.

Dentre os trabalhos que utilizam ou propõem modelos de programação dinâmica, deve-se destacar o trabalho de Foster e Caramanis [2013], que propõe uma abordagem para integração de veículos elétricos ao grid, de forma que esta integração possa ser propriamente gerenciada por um agregador das cargas geradas na distribuição. Obedecendo a padrões de segurança e estabilidade do grid, o agregador de cargas é o responsável por gerenciar o carregamento e definir valores ótimos de oferta de preços para esta energia. Rotering e Ilic [2011] propõe modelos de programação dinâmica de forma a otimizar o tempo de carga e o fluxo de energia baseado em preços futuros da eletricidade, reduzindo os custos da eletricidade de forma significativa sem aumentar a degradação da bateria. Ele também considera a participação do prosumidor em serviços ancilares, de forma a gerar lucros adicionais. Já Han et al. [2010] propõe um agregador que busca fazer um uso eficiente da energia de veículos elétricos para utilização em uma escala desejável. A partir de funções de custo e restrições, é aplicada a programação dinâmica para obter o controle de carga ótimo para cada veículo.

Entretanto, Tulpule et al. [2010] observa que poucos trabalhos abordam a quantidade de energia armazenada na bateria nos veículos elétricos como um inventário do microgrid. Percebe-se portanto que há uma lacuna na utilização desta abordagem para gerenciamento de um microgrid, considerando especialmente a otimização conjunta com um orçamento pré-determinado. Este artigo pretende ajudar a preencher nesta lacuna, contribuindo com a proposta de um modelo de otimização através de técnicas de programação dinâmica como o problema do inventário.



Este artigo é organizado da seguinte forma. A seção 2 explica as premissas do modelo proposto. Já na seção 3 é detalhada toda sua formulação. Na seção 4, um exemplo numérico da aplicação do modelo é apresentado e na seção 5 é feita uma discussão final dos resultados. Conclui-se e discute as possibilidades de trabalhos futuros na seção 6.

2. Formulação do Modelo

Um modelo de programação dinâmica estocástica é proposto nesta seção para gerenciar o microgrid de forma similar ao problema do inventário. As premissas, a dinâmica do sistema, a função custo e a política ótima são discutidos a seguir.

2.1. Premissas

Como o prosumidor pode comercializar sua energia com a rede, ele lida com um trade-off sobre o que fazer com a energia produzida e armazenada nas baterias de veículos. Este trade-off é semelhante ao problema clássico do controle de inventário estocástico, no qual a decisão de compra é tomada com base no valor esperado da demanda e do custo de compra. Além da premissa da abordagem através do controle de inventário, considerou-se que os prosumidores são agrupados em microgrids, de forma a facilitar o gerenciamento conjunto da carga produzida localmente.

2.1.1. Fatores de Incerteza

Neste sistema de gerenciamento do microgrid, há quatro fontes de incerteza: a geração intermitente dos painéis fotovoltaicos, a demanda interna do microgrid, os preços da eletricidade em um cenário de precificação em tempo real (RTP) e as chegadas e partidas de veículos elétricos do microgrid.

A geração intermitente é uma característica peculiar das fontes alternativas de energia. Como a geração é diretamente dependente da radiação solar e, portanto, das condições do tempo que serão conhecidas apenas no futuro, seu valor é estocástico. Valores relativos às condições meteorológicas esperadas devem ser considerados de forma a dar suporte às decisões que envolvem estas variáveis aleatórias.

A segunda fonte de incerteza é a demanda local do microgrid, que pode não ser precisamente conhecida. Entretanto, ela pode ser estimada a partir de padrões históricos, que variam dependendo da temperatura, do dia da semana, assim como da hora do dia.

O terceiro fator estocástico, preço da eletricidade em um dado momento, desempenha um papel importante no sistema de decisão, visto que ele impacta diretamente na quantidade de energia que deve ser comercializada. Em um cenário clássico de RTP (*Real-Time Pricing*), o consumidor está exposto à variação dos preços da eletricidade, refletindo melhor as condições de mercado de oferta e demanda. Informações a partir da concessionária de energia ou do operador do sistema elétrico sobre condições críticas da rede podem ajudar no tratamento deste fator estocástico.

A última fonte de incerteza são as chegadas e partidas esperadas de carros elétricos no microgrid. Assim como a demanda interna, padrões históricos ou mesmo informações repassadas a priori pelo prosumidor ao sistema de gerenciamento do microgrid podem ser utilizados de forma a obter uma decisão mais eficiente.

2.1.2. Custos do Sistema

No microgrid, uma decisão de estocagem cria um custo de penalidade associado ao risco de se ter que vender a energia por preços mais baixos, devido à limitação da capacidade de armazenamento. Por outro lado, não armazenar a energia também implica em uma penalidade associada ao risco de não haver energia nas baterias para atender à demanda em determinado período de decisão, sendo necessário comprá-la instantaneamente da concessionária no mercado spot de energia para um cenário de precificação em tempo real e mercado livre. Ou seja, é uma penalidade relacionada à não-previsão do consumo. Capturou-se este trade-off considerando uma função de custo assimétrica que permite que as penalidades sejam aplicadas de forma excludente entre si.

Considerando a capacidade atual de armazenamento de energia como o espaço de estados, são definidos custos esperados para cada estado e controle. A partir de dados meteorológicos,



valores esperados para geração de eletricidade fotovoltaica são inferidos para o próximo estágio. Também foram definidos valores esperados para a demanda interna.

Já para os fatores de incerteza do custo da concessionária e chegada e partida de veículos elétricos, foram assumidos neste modelo valores a priori, sendo tratados como determinísticos.

Utilizou-se um modelo de programação dinâmica estocástica para obter decisões ótimas para o sistema. Assim, a política de controle é obtida em malha fechada para cada estágio de decisão. Este controle ótimo é a quantidade de energia que deve ser comprada ou vendida ao grid externo em cada estágio. Para esta abordagem, foi assumido que não há limitação no espaço de estados e de controle.

2.2. Dinâmica do Sistema

Para facilitar o entendimento das variáveis, listou-se na tabela 1 as notações do modelo. O índice k representa o estágio de decisão.

Tabela 1: Notações das variáveis do modelo

Variáveis	Notações
x_k	Energia armazenada no microgrid
u_k	Total de energia comercializada
v_k	Geração local de eletricidade (variável aleatória)
d_k	Consumo local de eletricidade (variável aleatória)
w_k	Saldo entre geração e consumo (variável aleatória)
a_k	Fator de chegada e partida dos PHEVs
$J_k(x_k)$	Função custo por estado
c_k	Custo da eletricidade do grid da concessionária
p	Custo da eletricidade do grid da concessionária para compra não-prevista
h	Custo de estocagem da bateria

A variação da capacidade disponível para consumo entre estágios de decisão consecutivos é influenciada por alguns fatores: total de veículos que conectaram ou desconectaram do microgrid, total de energia comprada ou vendida para o grid da concessionária, geração de eletricidade local em fontes distribuídas e consumo local neste período. Assim, a dinâmica do sistema foi considerada da seguinte forma:

$$x_{k+1} = a_k x_k + u_k + v_k - d_k \quad (1)$$

Nesta equação, o estado x_k representa a energia disponível no microgrid no estágio k .

O fator a_k está associado aos veículos elétricos do microgrid. Como a energia armazenada está associada com a conexão e desconexão de veículos, deve-se considerar esta influência sobre x_k . Se $a_k < 1$, é esperado que menos veículos estejam conectados ao grid no próximo estágio de decisão. Esta situação pode ocorrer por exemplo no início da manhã em microgrids residenciais, quando frequentemente observa-se partidas de veículos devido às atividades diárias de trabalho ou estudo fora de casa. Pelo mesmo motivo, espera-se um fator $a_k > 1$ no final da tarde.

A variável de decisão ou controle é u_k , que representa o total de energia a ser vendida ou comprada nas transações com o grid de energia. Neste modelo, considerou-se uma compra do grid para $u_k > 0$ e uma venda para $u_k < 0$.

O valor esperado da geração local de eletricidade está associado com as variáveis aleatórias v_k . Como a maioria das fontes de geração distribuída são intermitentes, como a geração solar em painéis fotovoltaicos, a variável v_k está associada com uma distribuição inferida a priori baseada em previsões da radiação solar e das condições esperadas da meteorologia para o local do microgrid.

O consumo local de energia é representado pela variável aleatória d_k , cuja distribuição de probabilidade inferida a priori é baseada em metodologias de previsão de demanda. Estas metodologias podem utilizar dados históricos e tendências sazonais.



Para simplificar, considerou-se que a estocasticidade do modelo pode ser representada por uma nova variável aleatória w_k que representa o saldo líquido entre a energia gerada e consumida localmente. Esta variável é descrita por uma distribuição de probabilidade resultante da junção das distribuições das outras duas variáveis aleatórias do modelo:

$$w_k = v_k - d_k \quad (2)$$

Assim, a dinâmica do sistema é substituída pela equação:

$$x_{k+1} = a_k x_k + u_k + w_k \quad (3)$$

2.3. Função Custo

Para cada estágio de decisão k , é associada uma função custo recursiva $J_k(x_k)$. O objetivo é minimizar esta função com relação ao controle para todos os estágios e estados, permitindo que uma decisão seja tomada de forma otimizada em cada estágio. Em geral, a função custo aumentará com a compra da eletricidade do grid da concessionária e diminuirá com as vendas do microgrid.

A função custo recursiva penaliza a não-previsão de consumo, isto é, a falta de energia armazenada no microgrid somada à compra no início do estágio através do parâmetro p , em unidades monetárias por unidades de eletricidade não-prevista internamente. A função também penaliza o excesso da energia estocada no final de cada período, que poderia ter sido vendida. Esta penalidade é dada em unidades monetárias por unidades de energia estocada e é representada pelo parâmetro h .

A energia não-prevista e o excesso de estocagem são penalizados assimetricamente e de forma não-simultânea. Logo, tem-se para todo k :

$$r(x_k) = p \max(0, -x_k) + h \max(0, x_k) \quad (4)$$

Considerando a equação 4, definiu-se a seguinte função de penalidade $H_k(a_k x_k + u_k)$:

$$H_k(a_k x_k + u_k) = E_{w_k}[r(a_k x_k + u_k + w_k)] = E_{w_k}[p \max(0, -a_k x_k - u_k - w_k) + h \max(0, a_k x_k + u_k + w_k)] \quad (5)$$

De forma a minimizar os custos totais, derivou-se uma função custo considerando os custos de compra ou os "custos negativos", referentes à situação de venda da eletricidade, dados pelo termo $c_k u_k$, além da função de penalidade apresentada na equação 5. Logo, para $k = 0, \dots, N - 1$:

$$J_k(x_k) = \min_{u_k} \{E_{w_k}[c_k u_k + H(a_k x_k + u_k) + J_{k+1}(a_k x_k + u_k + w_k)]\} \quad (6)$$

Considerou-se que o custo terminal é dado pelo custo de combustível equivalente à quantidade não carregada no fim do horizonte de tempo. Dado que o custo unitário do combustível para o PHEV é dado por g , tem-se que:

$$J_N(x_N) = (x^{sup} - x_N)g \quad (7)$$

Sendo que x^{sup} é o estado máximo de carga do sistema.

2.4. Política Ótima de Controle

Para obtenção desta política, considere os seguintes argumentos relacionados à convexidade de funções:

1. Uma função f é convexa se para qualquer dois pontos x_1 e x_2 no seu domínio e para qualquer constante α , $0 \leq \alpha \leq 1$.

$$f(\alpha x_1 + (1 - \alpha)x_2) \leq \alpha f(x_1) + (1 - \alpha)f(x_2) \quad (8)$$



2. Se f é convexa e $\lim_{|x| \rightarrow \infty} f(x) = \infty$, então f possui um mínimo.
3. Se $f(x, w)$ é convexa em x para qualquer valor de uma variável aleatória w , e w é independente de x , então $\overline{f(x)} = E_w[f(x, w)]$ é também convexa.
4. Funções lineares são tanto convexas quanto côncavas. Portanto, a adição de uma função linear a uma função convexa leva a outra função convexa.

Considere que para todo estágio k ,

$$G_k(a_k x_k + u_k) = c_k a_k x_k + c_k u_k + H_k(a_k x_k + u_k) + E_{w_k}[J_{k+1}(a_k x_k + u_k + w_k)] \quad (9)$$

Para $k = N - 1$, tem-se que:

$$G_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1}) = c_{N-1} a_{N-1} x_{N-1} + c_{N-1} u_{N-1} + H_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1}) \quad (10)$$

Assim, pode-se escrever:

$$J_{N-1}(x_{N-1}) = \min_{a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1}} [G_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})] - c_{N-1} a_{N-1} x_{N-1} \quad (11)$$

Observe que $H_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ é convexa pelos argumentos 1 e 3 e que ela tende a infinito à medida que $|a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1}|$ vai para infinito. Assim, pelo argumento 2, pode-se concluir que o mínimo irrestrito existe. Como $c_k(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ é uma função linear, pelo argumento 4 tem-se que $G_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ é uma função convexa com mínimo irrestrito.

Definindo S_{N-1} como o valor de $(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ no qual $G_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ atinge o valor mínimo:

$$S_{N-1} = \arg \min G_{N-1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1}) \quad (12)$$

Lembrando que S_{N-1} existe, por lógica direta, podemos concluir que o mínimo irrestrito é alcançado em:

$$(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})^* = S_{N-1} \quad (13)$$

o que implica que:

$$u_{N-1}^* = S_{N-1} - a_{N-1} x_{N-1} \quad (14)$$

Para generalizar o resultado para todo k , deve-se mostrar que G_k é convexa e alcança o mínimo. Este resultado é obtido de forma trivial ao assumir que $G_{k+1}(a_{N-1} x_{N-1} + u_{N-1})$ possui estas propriedades e da mesma forma como vimos que J_{N-1} é convexa em virtude do fato de G_{k+1} ser convexa, pela hipótese de indução podemos concluir que J_k é convexa e portanto G_k é convexa. Nós assim concluímos pelo algoritmo de programação dinâmica a seguinte estrutura da política ótima μ_k^* para todo k :

$$\mu_k^* = u_k^* = S_k - a_k x_k \quad (15)$$

onde:

$$S_k = \arg \min_{y_k} G_k(a_k x_k + u_k) \quad (16)$$

$$G_k(a_k x_k + u_k) = c_k(a_k x_k + u_k) + H_k(a_k x_k + u_k) + E_{w_k}[J_{k+1}(a_k x_k + u_k + w_k)] \quad (17)$$

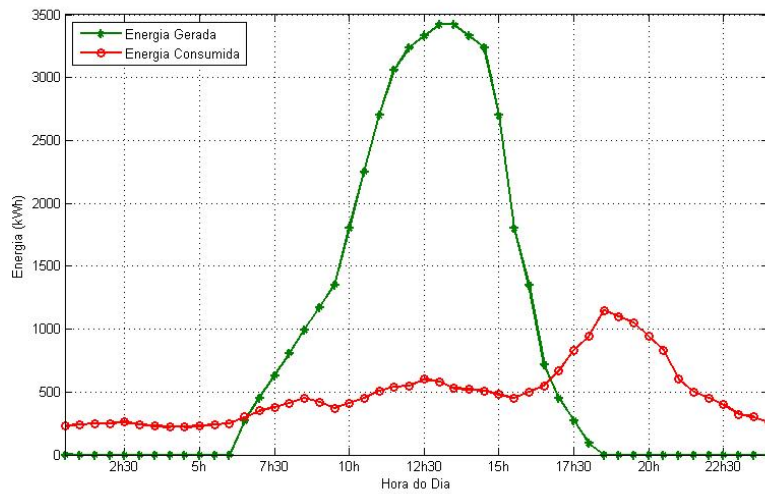


Figura 1: Curvas de geração e consumo em um microgrid hipotético para um caminho aleatório.

3. Exemplo Numérico

Para ilustrar a aplicabilidade deste modelo, é apresentado a seguir um exemplo numérico, com a obtenção da política ótima e simulação do funcionamento de um microgrid sob esta política de controle.

Foi especificado um caminho aleatório para a geração distribuída e outro para a demanda interna de energia consolidada em um microgrid residencial, conforme especificado na Figura 1. A curva de geração distribuída tem um pico por volta de meio-dia, considerando o pico dos painéis fotovoltaicos. Já a curva de consumo apresenta um pico no fim da tarde e início da noite, padrão típico de consumo residencial.

Também foram considerados os preços unitários da energia mostrados na Figura 2 como um padrão de preços ilustrativo, caracterizado por um grid com modalidade de precificação variável ao longo do tempo. Conforme as premissas do modelo, considerou-se que estes preços são determinados a priori para todo o horizonte da programação.

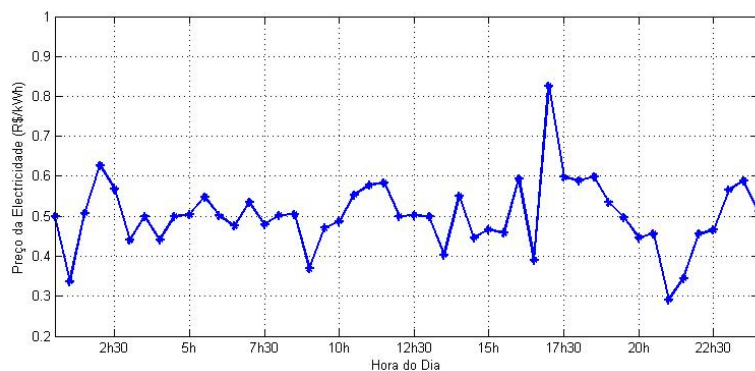


Figura 2: Preço da eletricidade ao longo de um dia.

O custo de penalidade por não-previsão de consumo foi considerado $p = \text{R}\$10,00/\text{kWh}$ e o custo de armazenagem $h = \text{R}\$5,00/\text{kWh}$. O custo p representa um custo de não-previsão e deve ser expressivo para que não falte energia ao microgrid com a venda de tudo o que é gerado entre intervalos de decisão.



O horizonte de um dia foi discretizado em intervalos de 30 minutos para a definição da quantidade a ser comprada ou vendida pelo microgrid. Esta discretização implica que a quantidade de energia trocada entre o microgrid e o grid da concessionária deve ser igual ao controle ótimo obtido ao longo dos 30 minutos. Não são especificados em qual momento esta troca deve acontecer e se ela deve ou não ser uniforme ao longo destes 30 minutos, podendo ser realizada apenas em intervalos curtos de tempo, obedecendo restrições técnicas.

A taxa de disponibilidade de veículos elétricos para o próximo estágio de decisão foi definida pela curva ilustrativa apresentada na Figura 3. Este exemplo de curva capta uma maior desconexão de veículos elétricos pela manhã e uma conexão maior no final da tarde, padrão típico das atividades diárias de uso de um veículo utilizado para trabalho ou estudo, sob a perspectiva de um microgrid residencial. Da mesma forma que o preço do grid, esta informação é conhecida a priori pelo grid conforme especificado nas premissas do modelo.

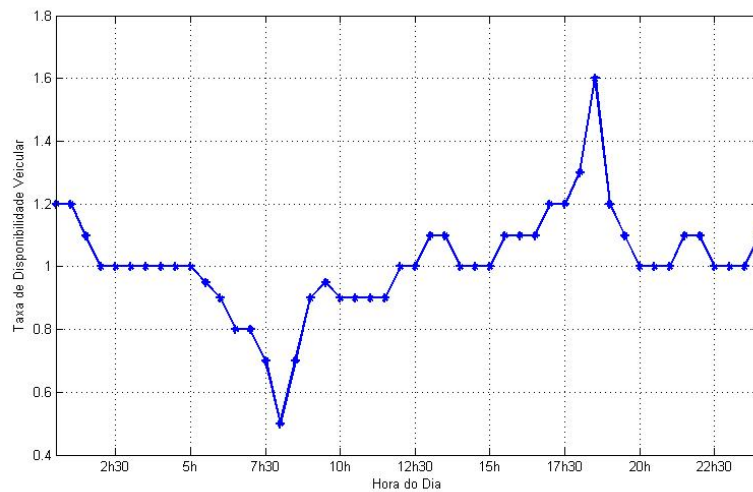


Figura 3: Taxa de disponibilidade veicular.

A evolução do estado do sistema representa o total de energia armazenada ao longo do dia nas baterias dos PHEV's neste exemplo numérico. A energia armazenada, assim como os valores de energia comercializadas ou controles ótimos estão especificados na Figura 4.

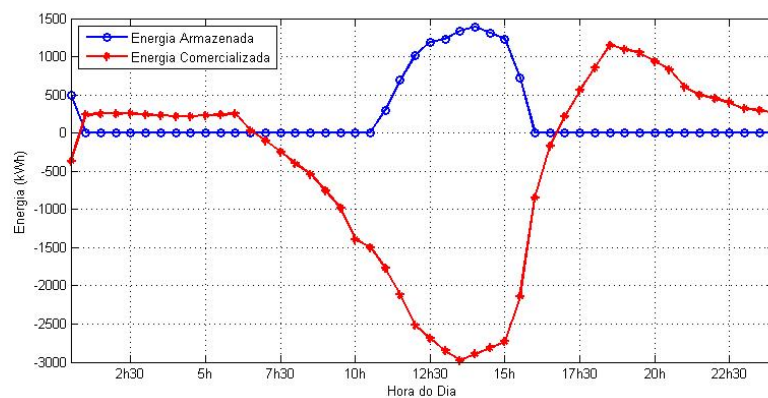


Figura 4: Energia armazenada e comercializada nos PHEV's.



4. Discussão Final

A convexidade das funções G_k provada anteriormente, pode ser observada nas seções transversais ao longo da Figura 5, obtida a partir do exemplo numérico. Para cada estágio de decisão, se considerarmos um corte ao longo desta dimensão, será percebido que a função $G_k(y_k)$ possui um valor mínimo S_k , aumentando para valores acima ou abaixo de forma monotonicamente crescente. Para um corte às 8h da manhã, tem-se a função convexa apresentada na Figura 6.

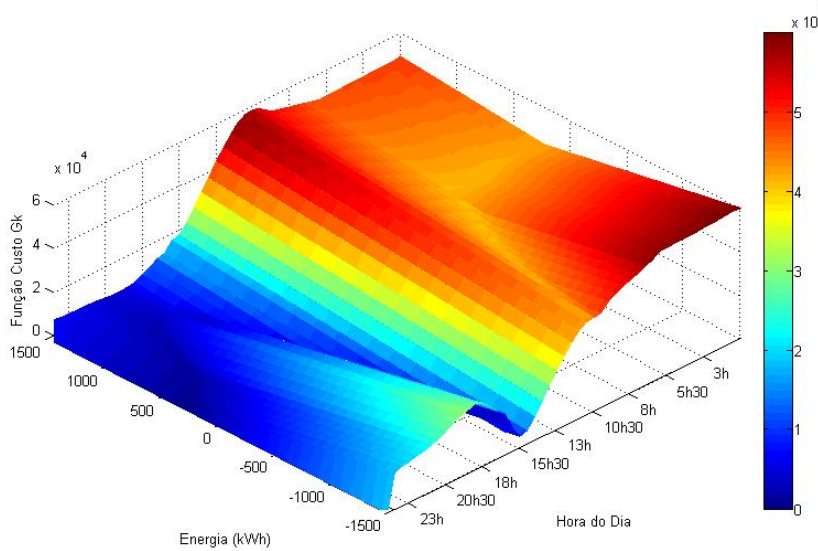


Figura 5: Função Custo G_k por estado e por estágio

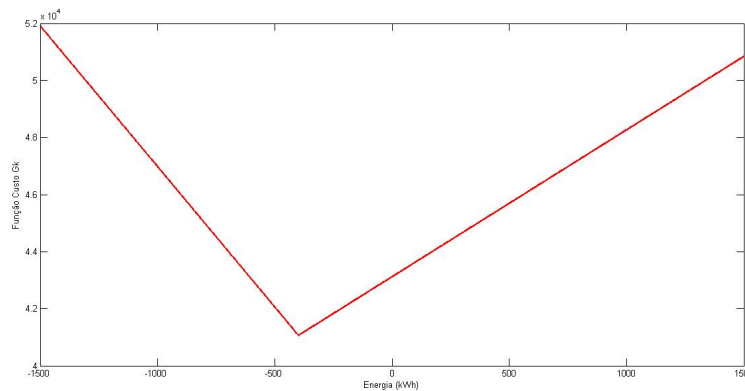


Figura 6: Seção transversão do custo G_k para 8h da manhã

Com os parâmetros em questão, o modelo apresenta um estado do sistema com valor nulo em diversos momentos do dia. Como os estados representam a energia armazenada na bateria dos PHEVs, convém destacar a importância de um correto dimensionamento dos parâmetros de custo. Neste exemplo, a função custo leva o modelo a preferir vender boa parte da energia. Com o parâmetro que penaliza a estocagem reduzido para $h = R\$ 0,10/kWh$, o trade-off entre estocar ou vender já apresenta um comportamento diferenciado, como apresentado na Figura 7. A figura mostra uma maior instabilidade entre compra e venda, mas já contém mais estágios com armazenamento positivo.

Como boa parte ainda se mantém em valores nulos, surge a importância de se explorar uma abordagem com limitação no espaço de estados.

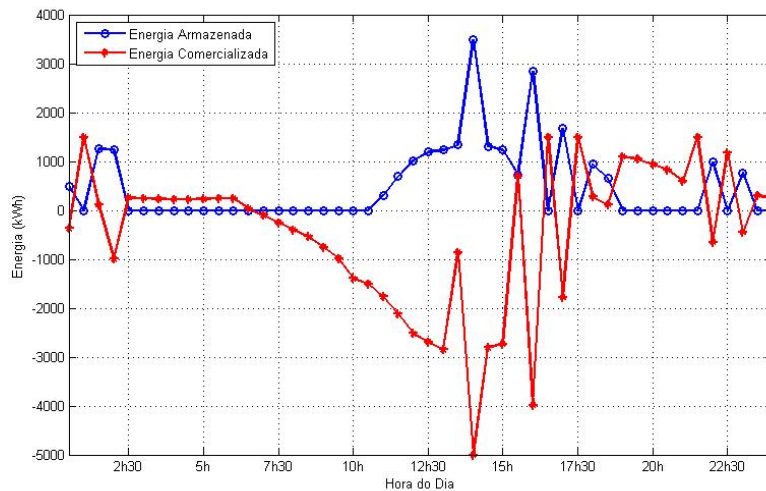


Figura 7: Energia armazenada nos PHEV's e comercializada considerando $h=R\$ 0, 10/kWh$.

5. Conclusão

O modelo proposto neste artigo obtém quantidades ótimas de comercialização de energia entre microgrid e o grid da concessionária com uma tecnologia V2G, baseado em técnicas de controle de inventário. Para ilustrar sua aplicabilidade, foi apresentado um exemplo numérico. Os resultados do exemplo sugerem que a política ótima de controle consegue definir valores ótimos de comercialização ao longo do dia, optando por comprar quando o saldo líquido interno é desfavorável e por vender nos momentos favoráveis.

Considerando que um microgrid contém também limitações de trocas de energia, estudar restrições no espaço de controle também se mostra importante. Logo, nos próximos passos da pesquisa será estudado o impacto destas restrições na obtenção da política ótima de comercialização. Também será discutido como a vida útil da bateria pode impactar na vantagem do seu uso como buffer do microgrid, impactando na política ótima entre os benefícios advindos da sua conexão e a diminuição da sua vida útil.

Uma outra limitação desta abordagem é o intervalo entre estágios de decisão. Também será estudado como a redução destes intervalos impacta no tempo de execução dos algoritmos, visto que a geração distribuída pode apresentar uma intermitência com ciclos mais curtos do que o período de 30 minutos apresentados neste exemplo numérico.

Agradecimentos

Esta pesquisa foi parcialmente financiada pela Fundação de Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) do Ministério da Educação, e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, Brasil.

Referências

- Dimeas, A. L. e Hatzigiorgiou, N. D. (2005). Operation of a multiagent system for microgrid control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(3):1447–1455.
- Foster, J. M. e Caramanis, M. C. (2013). Optimal power market participation of plug-in electric vehicles pooled by distribution feeder. *Power Systems, IEEE Transactions on*.
- Guerrero, J., Vasquez, J., Matas, J., de Vicuna, L., e Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids 2014; a general approach toward standardization. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 58(1):158–172. ISSN 0278-0046.



- Guille, C. e Gross, G. (2009). A conceptual framework for the vehicle-to-grid (v2g) implementation. *Energy Policy*, 37(11):4379–4390.
- Han, S., Han, S., e Sezaki, K. (2010). Development of an optimal vehicle-to-grid aggregator for frequency regulation. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(1):65–72. ISSN 1949-3053.
- Hatziaargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., e Marnay, C. (2007). Microgrids. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 5(4):78–94.
- Heydt, G. (1983). The impact of electric vehicle deployment on load management strategies. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102(5):1253–1259.
- IEEE (2011). Ieee guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, p. 1–54.
- Kanchev, H., Lu, D., Colas, F., Lazarov, V., e Francois, B. (2011). Energy management and operational planning of a microgrid with a pv-based active generator for smart grid applications. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 58(10):4583–4592.
- Katiraei, F. e Iravani, M. (2006). Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(4):1821–1831.
- Kempton, W. e Tomić, J. (2005a). Vehicle-to-grid power fundamentals: calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1):268–279.
- Kempton, W. e Tomić, J. (2005b). Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, 144(1):280–294.
- Ktiraei, F., Iravani, R., Hatziaargyriou, N., e Dimeas, A. (2008). Microgrids management-controls and operation aspects of microgrids. *IEEE Power Energy*, 6(3):54–65.
- Lasseter, R., Akhil, A., Marnay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., Meliopoulos, A., Yinger, R., e Eto, J. (2002). The certs microgrid concept. *White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy*.
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, volume 1, p. 305–308. IEEE.
- Lopes, J. A. P., Soares, F. J., e Almeida, P. M. R. (2011). Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):168–183.
- Peas Lopes, J., Moreira, C., e Madureira, A. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(2):916–924.
- Peterson, S. B., Apt, J., e Whitacre, J. (2010). Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. *Journal of Power Sources*, 195(8):2385–2392.
- Rotering, N. e Ilic, M. (2011). Optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(3):1021–1029.
- Sovacool, B. K. e Hirsh, R. F. (2009). Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (phevs) and a vehicle-to-grid (v2g) transition. *Energy Policy*, 37(3):1095–1103.
- Tulpule, P., Marano, V., e Rizzoni, G. (2010). Energy management for plug-in hybrid electric vehicles using equivalent consumption minimisation strategy. *International Journal of Electric and Hybrid Vehicles*, 2(4):329–350.