

Planejamento da Operação com Participação de Veículos Elétricos na Resposta em Frequência

Amanda T. R. Fernandes* Miguel C. R. Peinado**
Maria R. D. Martin*** Rodrigo A. Ramos* Ahda P. G. Pavani****
Natali V. C. Gonçalves* Werbeston D. Oliveira†

* Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade de São Paulo, SP, (e-mail: amandaf@usp.br).

** School of Industrial and Aerospace Engineering, University of
Castilla-La Mancha, Toledo, Spain (e-mail: miguel.carrion@uclm.es)

*** Department of Economics and Management, University of Brescia,
Brescia, Italy, (e-mail: maria.dominguezmartin@unibs.it)

**** Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas,
Universidade Federal do ABC, SP, (e-mail: ahda.pavani@ufabc.edu.br)

† Departamento de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade
Federal do Amapá, AP, (e-mail: wdoliveira@unifap.br)

Abstract: The insertion of renewable energy sources (RES) in power systems causes a decrease in the system's equivalent inertia, which may result in the instability of the power system. On the other hand, energy storage systems have proven to be an effective tool to increase the flexibility in the operation of energy systems, which may favor integrating RES. In this way, plug-in electric vehicle (PEVs) batteries can be used as storages when such vehicles are parked and connected to the grid. In this work, the contribution of PEVs to primary frequency response (PFR) is analyzed in systems dominated by RES. A day-ahead scheduling model is developed considering PEVs groups can actively participate in electricity markets, supporting day-ahead reserve capacity and providing PFR. The proposed model is implemented in the distribution system of the Federal University of Amapá.

Resumo: A inserção de fontes renováveis de energia (do Inglês, *Renewable Energy Sources* - RES) em sistemas elétricos causa diminuição da inércia equivalente do sistema, o que pode resultar na instabilidade do sistema elétrico. Por outro lado, os sistemas de armazenamento de energia têm se mostrado uma ferramenta eficaz para aumentar a flexibilidade na operação dos sistemas de energia, o que pode favorecer a integração de RES. Desta forma, baterias de veículos elétricos plug-in (do Inglês, *Plug-in Electric Vehicles* - PEVs) podem ser usadas como sistemas de armazenamento de energia quando esses veículos estão estacionados e conectados à rede. Neste trabalho, analisa-se a contribuição dos PEVs para a resposta em frequência primária (do Inglês, *Primary Frequency Response* - PFR) em sistemas dominados por RES. Um modelo de programação da operação para o dia seguinte é desenvolvido considerando que os grupos de PEVs podem participar ativamente dos mercados de eletricidade, suportando a capacidade de reserva para o dia seguinte e fornecendo PFR. O modelo proposto é implementado no sistema de distribuição da Universidade Federal do Amapá.

Keywords: Energy Generating Schedule; Plug-in Electric Vehicles; Primary Frequency Regulation; Renewable Energy Source.

Palavras-chaves: Planejamento de Geração de Energia; Veículos Elétricos Plug-in; Regulação de Frequência Primária; Fonte de Energia Renovável.

1. NOTAÇÃO

A notação usada neste artigo é apresentada abaixo.

1.1 Índices/conjuntos

d/D Índice/conjunto de consumidores
 g/G Índice/conjunto de unidades geradoras

k/K Índice/conjunto de contingências
 l/L Índice/conjunto de linhas de transmissão
 n/N Índice/conjunto de barras
 t/T Índice/conjunto de período de tempo
 v/V Índice/conjunto de grupo de PEVs

1.2 Variáveis

$c_{gt}^{SU/SD}$	Custo de inicialização/desligamento da unidade geradora g no período t
c_t^P	Custo de operação no período t
$c_t^{UD,PR}$	Custo de demanda não atendida no período t após contingência k
cc_t^V	Custo da programação de reserva em frequência por grupo de PEVs no período t
cp_t^V	Custo de energia implantada no período t
$c_t^{\Delta f}$	Custo de desvio de frequência no período t
$c_{vnt}^{V,PR}$	Capacidade programada que pode ser usada para PFR por um grupo v de PEVs na barra n e período t
$e_{vnt}^{C/D}$	Energia carregada/descarregada por um grupo de PEVs v na barra n e no período t
$p_{dtk}^{UD,PR}$	Demanda não atendida do consumidor d no período t e após contingência k
p_{gt}	Potência produzida pela unidade geradora g no período t
$p_{vntk}^{V,PR}$	PFR fornecida por PEVs do grupo v na barra n , período t e após a contingência k
p_{gtk}^{PR}	Saída de reserva primária da unidade geradora g no período t e após a contingência k
s_{gt}	<i>Spillage</i> da unidade de potência intermitente g no período t
Δf_{tk}	Desvio de frequência no período t após a contingência k

1.3 Parâmetros

C_g	Custo de produção de um gerador g
$Cc_{vnt}^{V,PR}$	Custo da capacidade de PFR oferecida por PEVs no grupo v na barra n e período t
$Cp_{vnt}^{V,PR}$	Custo de reserva implantada oferecida por PEVs do grupo v na barra n , período t e após a contingência k
C^P	Custo de penalização de <i>spillage</i> de energia intermitente
C^{UD}	Custo de penalização por demanda não atendida
$C^{\Delta F}$	Custo de penalização de desvio de frequência
$E_{max,v}^V$	Capacidade das baterias dos PEVs no grupo v
$E_{min,v}^V$	Valor mínimo de energia que deve permanecer nas baterias dos PEVs do grupo v em cada período de carga/descarga
$P_{max,g}$	Potência máxima de saída da unidade g
$P_{min,g}$	Potência mínima de saída da unidade g
$PR_g^{U/D}$	Limite da rampa de subida/descida da unidade geradora g

2. INTRODUÇÃO

A presença de fontes de energia renovável (do Inglês, *Renewable Energy Sources* - RES) em sistemas de energia elétrica tem aumentado devido a preocupações ambientais. A emissão de gases de efeito estufa é uma das maiores preocupações da sociedade devido ao aquecimento global (United Nations, 2015b,a). O setor de produção de eletricidade é um dos principais emissores de dióxido de carbono (CO_2). Por essa razão, há uma grande necessidade do

aumento de fontes livres de carbono no sistema elétrico para reduzir o uso de energia fóssil convencional (IRENA, 2019).

Nesse contexto, a Universidade Federal do Amapá (UNIFAP) iniciou em Agosto de 2020 a instalação de uma usina solar fotovoltaica, como parte do projeto “UNIFAP SOLAR: Implantação de Geração Distribuída Fotovoltaica no Campus Marco Zero do Equador”. Este projeto visa implementar programas de sustentabilidade ambiental na universidade, bem como promover ações para a comunidade institucional através da redução e reutilização de recursos e energia (UNIFAP, 2021). O projeto prevê a instalação de cerca de 1,3 MWp em centrais solares fotovoltaicas na UNIFAP.

Apesar dos esforços para aumentar a geração por meio de RES, percebe-se que a presença de RES em sistemas isolados tem ocorrido em menor escala do que em sistemas interligados (Carrión et al., 2019). Um dos principais motivos é que a intermitência de recursos energéticos como solar e eólico gera problemas de qualidade de energia. A inserção de RES no sistema provoca uma diminuição da inércia equivalente do sistema, o que pode resultar na instabilidade do sistema.

Em contrapartida, a utilização de sistemas de armazenamento de energia tem se mostrado uma ferramenta eficaz para aumentar a flexibilidade de operação do sistema energético (Dunn et al., 2011), facilitando a instalação de RES em sistemas isolados de energia. A capacidade *Vehicle-to-Grid* (V2G) dos Veículos Elétricos Plug-in (do Inglês, *Plug-in Electric Vehicles* - PEVs), permite que os veículos injetem na rede a energia armazenada nas baterias. Como consequência disso, os PEVs podem fornecer serviços ancilares ao sistema de energia elétrica quando conectados à rede. Para equilibrar o consumo e a produção de energia, os PEVs podem ser usados tanto como fonte de carga quanto como fonte geradora para manter a frequência do sistema em valores aceitáveis, carregando suas baterias quando houver muita geração na rede e descarregando as baterias quando houver muita carga no sistema (Kempton et al., 2008).

Em um contexto em que as unidades renováveis estão suprindo grande parte da demanda, a determinação do planejamento da operação para o dia seguinte é mais importante e complexa do que em sistemas de energia termelétrica. O planejamento da operação para o dia seguinte é uma programação linear inteira mista (do Inglês, *Mixed-Integer Linear Programming* - MILP) de larga escala, a determinação do planejamento da operação de um sistema de energia é um problema matemático complexo que se baseia na formulação do despacho econômico ou problema de comprometimento de unidades (do Inglês, *Unit Commitment* - UC).

A inserção de fontes renováveis de energia e veículos elétricos em sistemas de potência tem sido amplamente estudada nos últimos anos. A referência (Mercier et al., 2009) estuda o suporte do sistema de armazenamento de energia por bateria na estabilidade dinâmica de um sistema elétrico isolado com baixa inércia da rede. A participação de veículos elétricos no controle de frequência é examinada em (Almeida et al., 2011). Em (Yoo et al., 2020) os parâmetros de suporte de frequência de sistemas de armazenamento

de energia são calculados para alcançar uma resposta em frequência estável de um sistema de energia com alta penetração de geradores renováveis. Um estudo de viabilidade econômica da regulação de frequência V2G é realizado em (Han and Han, 2013), considerando o desgaste da bateria. A referência (Zhang et al., 2016) propõe um algoritmo que otimiza a carga/descarga de dispositivos de armazenamento de energia para minimizar o custo operacional total do sistema no dia seguinte.

A referência (Aziz, 2018) apresenta um estudo de utilização de veículos elétricos para apoiar um sistema de gestão de energia de pequena escala, mostrando que a utilização é viável e implantável. Na Referência (Bellekom et al., 2012), a operação do sistema elétrico holandês é analisada quando se espera que a penetração de veículos elétricos e RES aumente significativamente devido às metas de redução de emissões de CO₂. Em (Carrión and Zárate-Miñano, 2015) é analisada a participação dos PEVs em um sistema elétrico predominantemente renovável baseado no sistema elétrico isolado de Lanzarote-Fuerteventura, Espanha.

Nesse contexto, considerando a necessidade de introdução de tecnologias livres de carbono no sistema energético, este trabalho avaliará a participação dos PEVs no mercado de geração de energia do dia seguinte e a prestação de serviços ancilares em um sistema isolado predominantemente renovável. Neste trabalho, a modelagem matemática é baseada em (Carrión et al., 2019), com algumas simplificações para um sistema menos complexo. A microrrede a ser utilizada neste trabalho corresponde ao sistema elétrico do Campus Marco Zero da Universidade Federal do Amapá. Para o desenvolvimento da análise, será considerado que se trata de um sistema conectado à rede com capacidade de operação isolada, com cerca de 40%.

3. MODELO

Neste trabalho é utilizada uma formulação de programação linear, onde a função objetivo a ser minimizada é o custo operacional de um sistema elétrico de potência. Dentre as restrições às quais a função objetivo está sujeita, destacam-se aquelas relacionadas a PEVs, RES, fluxo de carga, desvio de frequência, regulação de frequência e operação das unidades geradoras.

3.1 Formulação do problema

A formulação matemática do problema de comprometimento de unidades proposto é baseada em (Carrión et al., 2019). O problema a ser resolvido é um problema de MILP que pode ser resolvido por solucionadores comerciais. A equação objetivo é apresentada abaixo:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (C_g \cdot p_{gt} + c_{gt}^{SU} + c_{gt}^{SD}) + \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} C^{UD} \cdot p_{dt}^{UD} \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^R} C^P \cdot s_{gt} + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} (C^{UD} \cdot p_{dtk}^{UD,PR} - C^{\Delta F} \cdot \Delta f_{tk}) \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{v \in V} (C_{vnt}^{V,PR} \cdot c_{vnt}^{V,PR} + \sum_{k \in K} C_{vnt}^{V,PR} \cdot p_{vntk}^{V,PR})
 \end{aligned} \tag{1}$$

A função objetivo (1) representa os custos esperados considerando os custos de produção, inicialização e desligamento ($C_g \cdot p_{gt}$, c_{gt}^{SU} e c_{gt}^{SD} , respectivamente) e penalização por energia não atendida ($C^{UD} \cdot p_{dt}^{UD}$), reserva primária não atendida ($C^{UD} \cdot p_{dtk}^{UD,PR}$), desvio de frequência ($C^{\Delta F} \cdot \Delta f_{tk}$), *spillage* de unidades intermitentes ($C^P \cdot s_{gt}$) e custos relacionados aos PEVs. Observe que os custos associados a desvios de frequência e *spillage* são custos de penalização fictícios destinados a evitar desvios de frequência e *spillage* de unidades intermitentes, se possível.

Na formulação se considera o balanço de energia no estado de pré-contingência, o fluxo de potência nas linhas e os limites de potência das unidades geradoras. Além disso, são formuladas as rampas de potência das unidades geradoras, os custos de inicialização e desligamento das unidades geradoras, o tempo mínimo de atividade da unidade g e o tempo mínimo de inatividade. É realizada a formulação também da resposta em frequência primária (do Inglês, *Primary Frequency Response* - PFR), status das baterias dos PEVs, energia armazenada pelos PEVs em cada período t e a participação dos PEVs na PFR é expressa pelas restrições.

4. CASO DE ESTUDO

4.1 Descrição do sistema

A microrrede utilizada neste trabalho corresponde ao sistema elétrico do Campus Marco Zero da Universidade Federal do Amapá. A UNIFAP pode ser modelada como uma unidade consumidora atendida na tensão de 13,8 kV, com demanda contratada de 1 MW fora de ponta e 1,4 MW no horário de ponta, e consumo médio mensal de 341,78 MWh em 2019. A microrrede é composta por 64 barras, 63 linhas, 32 unidades consumidoras e 5 geradores, sendo $G1$, $G2$ e $G3$ geradores convencionais e $G4$ e $G5$ fontes de energia renovável. O diagrama do sistema é representado na Figura 1.

As características técnicas dos geradores térmicos e renováveis estão listadas nas Tabelas 1 e 2, respectivamente. Foram considerados seis pontos de carregamento de PEVs, localizados em pontos estratégicos do campus universitário. Neste trabalho, foram utilizados três modelos de veículos elétricos. Cada modelo caracteriza um grupo de veículos. Os Grupos 1 e 2 representam os PEVs constituídos pelo transporte próprio da comunidade acadêmica, enquanto o Grupo 3 corresponde aos ônibus pertencentes à frota de veículos da universidade. A Tabela 3 fornece as características técnicas dos PEVs.

Os custos de produção dos geradores convencionais incluídos na Tabela 1, C_g , foram definidos de acordo com o Ranking Tarifário ANEEL (ANEEL, 2021) e considerou-se que não há custo de produção para fontes intermitentes. O custo da demanda não atendida é fixado em R\$10.000/MWh, visando uma penalidade alta. O máximo desvio de frequência permitido é considerado 1 Hz.

A demanda do sistema em cada período é mostrada na Figura 2. É importante destacar que o período $t = 1$ corresponde ao horário 0h, $t = 2$ à 1h, $t = 3$ às 2h, e assim sucessivamente até $t = 24$ correspondente às 23h. O fator

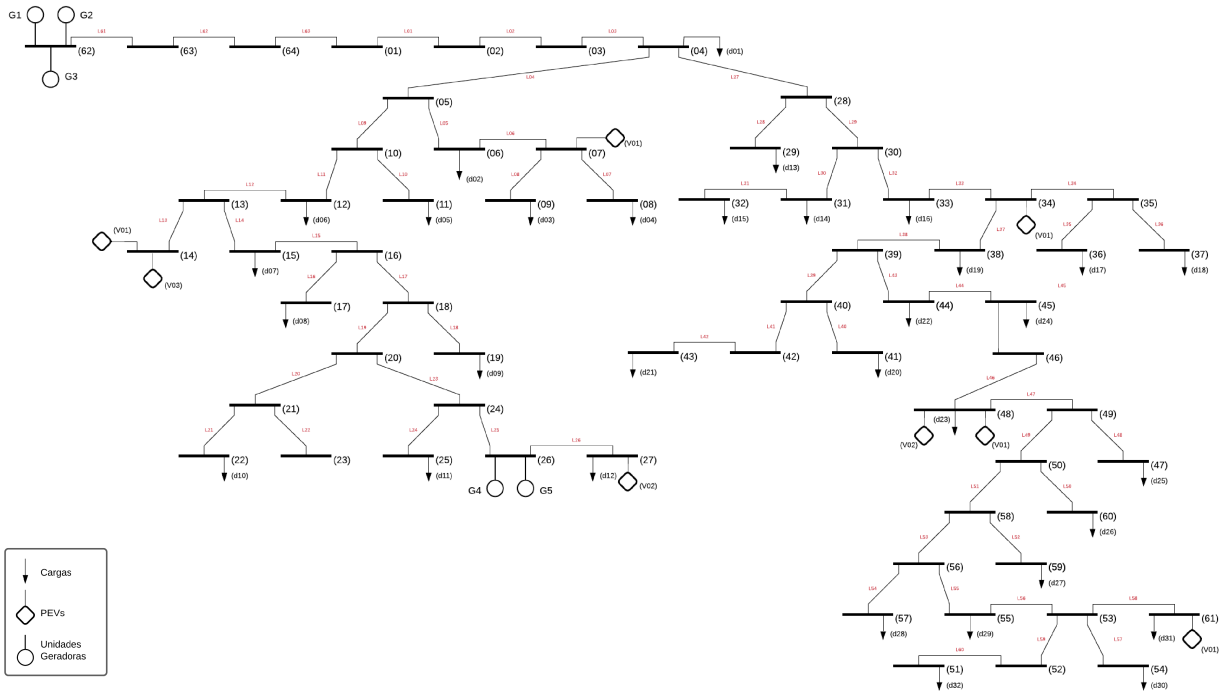


Figura 1. Diagrama do sistema elétrico do Campus Marco Zero

Tabela 1. Características técnicas das unidades despacháveis

	C_g (R\$/MWh)	$P_{max,g}$ (MW)	$P_{min,g}$ (MW)	$P0_g$ (MW)	$C_{gt}^{SU,F}$ (R\$)	$C_{gt}^{SD,F}$ (R\$)	PR_g^U (MW)	PR_g^D (MW)
Un 1	505,0	0,60	0,12	0,30	909,00	9,09	0,15	0,15
Un 2	505,0	0,60	0,12	0,30	909,00	9,09	0,15	0,15
Un 3	505,0	0,60	0,12	0,30	909,00	9,09	0,15	0,15

Tabela 2. Características técnicas das unidades intermitentes

	C_g (R\$/MWh)	$P_{max,g}$ (MW)
Un 4	0,000	0,554
Un 5	0,000	0,720

Tabela 3. Características técnicas dos PEVs

	$E_{max,v}^V$ (MWh)	$E_{min,v}^V$ (MWh)	$Cc_v^{V,PR}$ (R\$/MW)	$Cp_v^{V,PR}$ (R\$/MWh)
Grupo 1	0,052	0,0052	50	300
Grupo 2	0,066	0,0066	50	300
Grupo 3	0,324	0,0324	50	300

de disponibilidade das unidades renováveis é apresentado na Figura 3, esse valor limitará a geração dessas fontes de energia, ou seja, somente no período 14 (quando o fator de disponibilidade for igual a 1) as fontes serão capazes de gerar o equivalente à sua capacidade de geração.

4.2 Resultados

O modelo proposto na Seção 3.1 foi testado no sistema descrito na Seção 4.1. Todas as simulações são realizadas com o software GAMS usando um laptop com processador de 2,4GHz e 4GB de RAM.

Serão analisados três casos, são eles:

- Caso 1: Planejamento da operação para o dia seguinte sem considerar restrições de reserva de frequência;

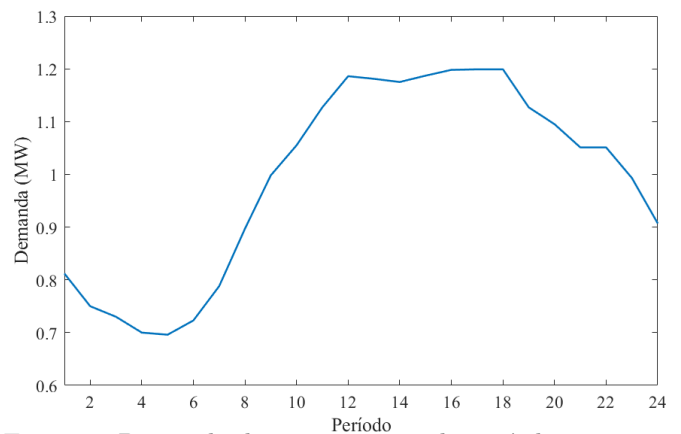


Figura 2. Demanda de energia em cada período

- Caso 2: Planejamento da operação para o dia seguinte com restrições de reserva de frequência. Somente unidades de geração participam desse serviço;
- Caso 3: Planejamento da operação para o dia seguinte com restrições de reserva de frequência. As unidades de geração e os PEVs participam desse serviço;

A Figura 4 mostra a potência produzida pelas unidades geradoras (p_{gt}) nos três casos considerados. Observe que as três primeiras unidades (Unidades 1, 2 e 3) são unidades geradoras convencionais, enquanto as demais (Unidades 4 e 5) são unidades intermitentes. Note que quando a regulação de frequência não é considerada (Caso 1), a

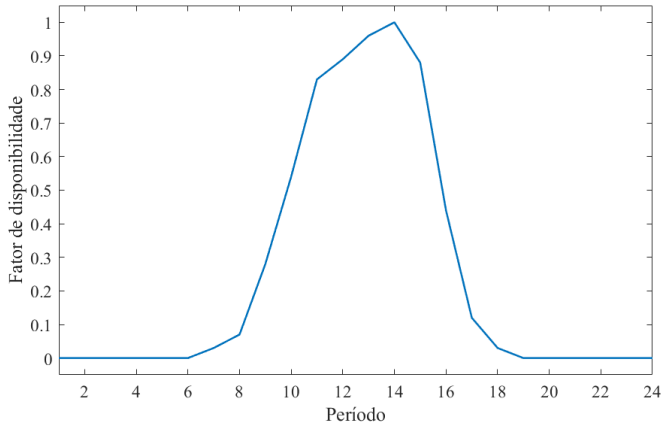


Figura 3. Fator de disponibilidade de unidades intermitentes

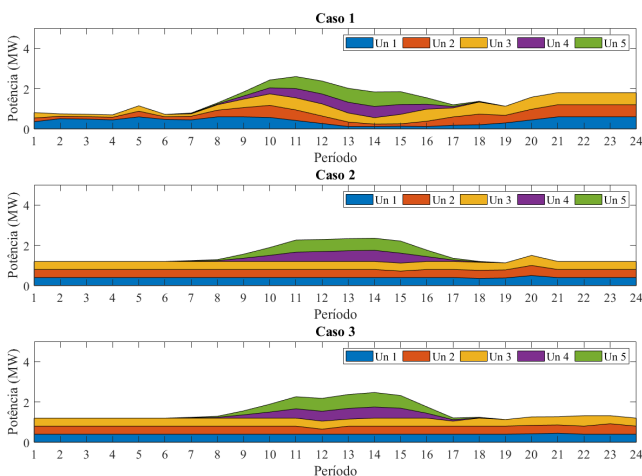


Figura 4. Potência produzida por unidades geradoras em cada período de tempo

maior parte da energia produzida nas horas 1-7 é fornecida pela Unidade 1. Neste caso, uma falha desta unidade pode colocar em risco o funcionamento do sistema. Porém, se for considerada a regulação de frequência, (Casos 2 e 3), a programação de energia considera a possibilidade de falhas nas unidades e a demanda em cada hora é suprida por várias unidades. Observe que quando as unidades estão operando em um nível de capacidade baixo e outra unidade falha, a unidade de nível baixo não pode aumentar instantaneamente para um valor alto de potência de saída, devido aos limites da rampa de subida e descida.

A Figura 5 representa a energia carregada (e_{vnt}^C) pelos veículos elétricos antes das contingências. Ressalta-se que quando não são consideradas as contingências, o período em que os veículos elétricos mais são carregados fica entre $t = 9$ e $t = 16$, por ser um período com alta disponibilidade de geração por fontes renováveis. Quando a reserva de frequência é considerada, o sistema se torna mais flexível, permitindo que os veículos elétricos carreguem em outros períodos além do período em que as fontes renováveis estão disponíveis. Assim, esses veículos fornecerão suporte de frequência em eventuais falhas de unidades geradoras.

Em relação à energia descarregada pelos PEVs, somente em torno do instante $t = 22$ ocorre a descarga do veículo em todos os casos. Como é um período durante a noite em que as fontes intermitentes (Unidades 4 e 5) não estão

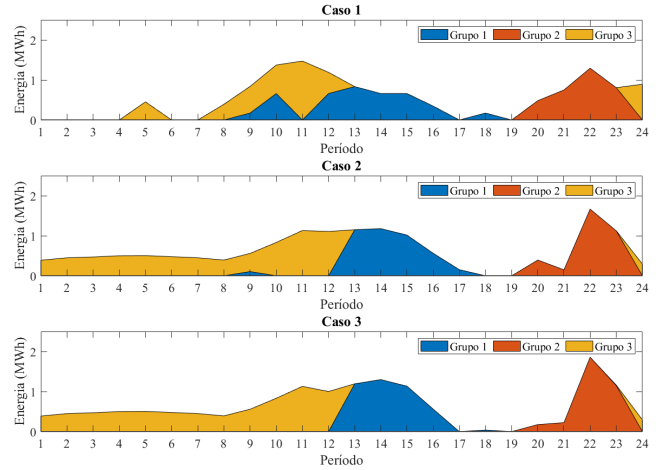


Figura 5. Energia carregada pelos veículos elétricos para cada caso

mais disponíveis para geração e ainda têm demanda relativamente alta, os PEVs podem usar a energia armazenada para ajudar a atender a demanda.

A Figura 6 mostra a PFR fornecido por veículos elétricos ($p_{vntk}^{V,PR}$). A contingência $k = 1$ representa a falha da Unidade 1, a contingência $k = 2$ a falha da Unidade 2 e assim por diante. É importante destacar que para as três primeiras contingências, os veículos prestam suporte em frequência nos períodos referentes ao período noturno quando não há disponibilidade de fontes intermitentes. Em $k = 4$, os PEVs não forneceram PFR, pois as unidades geradoras poderiam fornecer o que era necessário. Na contingência $k = 5$, os veículos forneceram PFR durante o período diurno, pois esta é a contingência que representa a falha da unidade com maior capacidade de geração (Unidade 5). Além disso, essa é uma unidade intermitente que funciona durante o dia.

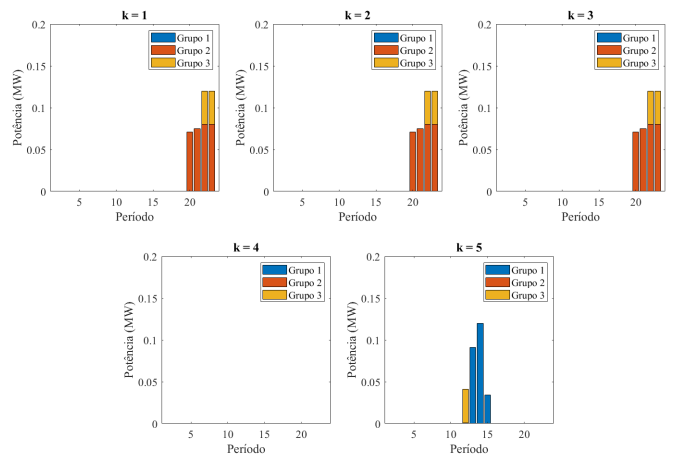


Figura 6. PFR provida por PEVs no caso 3

As Figuras 7, 8 e 9, mostram a PFR fornecida por cada unidade geradora (p_{gtk}^{PR}) em cada um dos 3 casos estudados e após cada uma das contingências. Os valores negativos nas Figuras 7, 8 e 9 representam a potência que o gerador em falta estava fornecendo antes da contingência, e os valores positivos representam o PFR fornecido pelas demais unidades geradoras. Assim, é ideal que haja simetria entre os valores positivos e negativos, o que significaria que o

sistema pode suprir a potência do gerador em falta. Assim, nota-se que o caso com melhor desempenho foi o caso 3, onde é considerada a regulação de frequência fornecida pelos veículos elétricos.

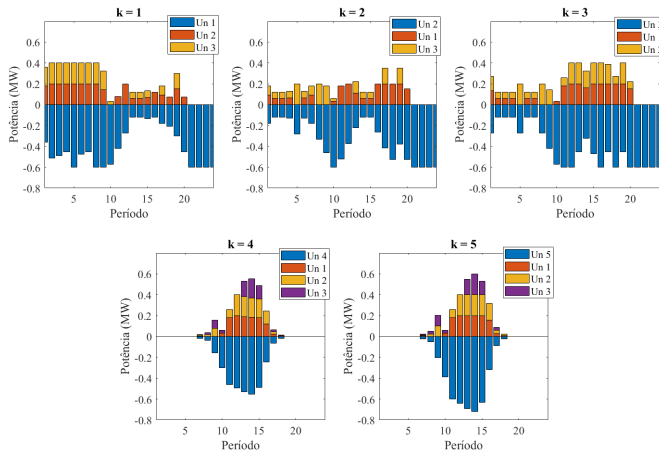


Figura 7. PFR provida por unidades geradoras no caso 1

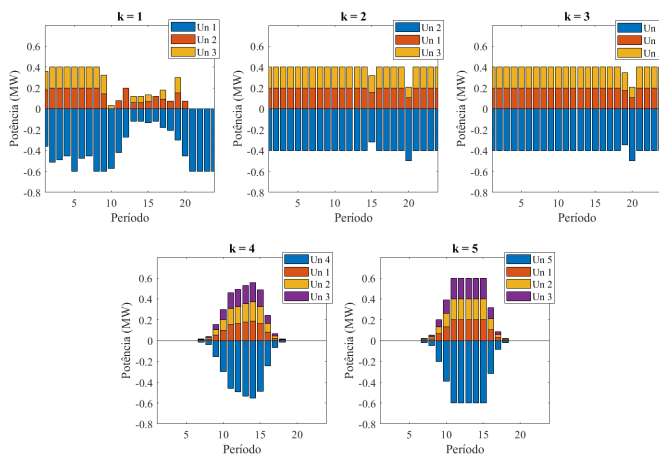


Figura 8. PFR provida por unidades geradoras no caso 2

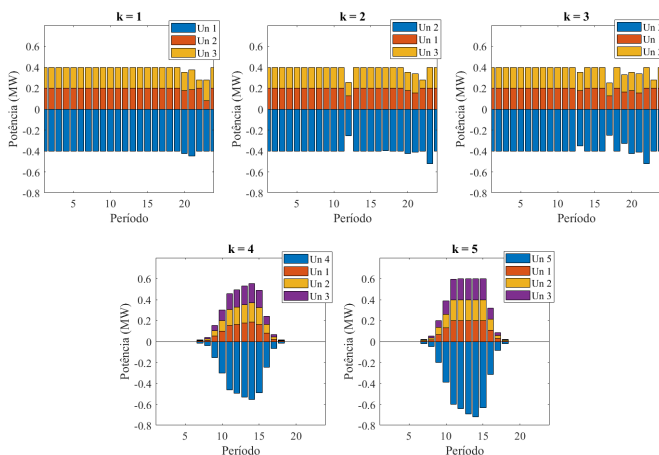


Figura 9. PFR provida por unidades geradoras no caso 3

O desvio de frequência (Δf_{tk}) é mostrado na Figura 10. Os estados pós-contingência são apresentados no eixo horizontal, referentes a cada período para cada contingência considerada. Este eixo foi reordenado de forma que os desvios de frequência estejam em ordem crescente, a fim de obter uma melhor visualização de cada caso. Observe que foi permitido um desvio de frequência maior para garantir

que a demanda não atendida seja o mais próximo possível de zero. Sabe-se que variações de alta frequência podem causar problemas de qualidade de energia mas, como mencionado anteriormente, foi considerado um desvio de frequência máximo de 1 Hz. Observe que o Caso 1 tem um grande número de estados pós-contingência com desvios de frequência desprezíveis. Esses estados pós-contingência correspondem a contingências de unidades com produção muito pequena.

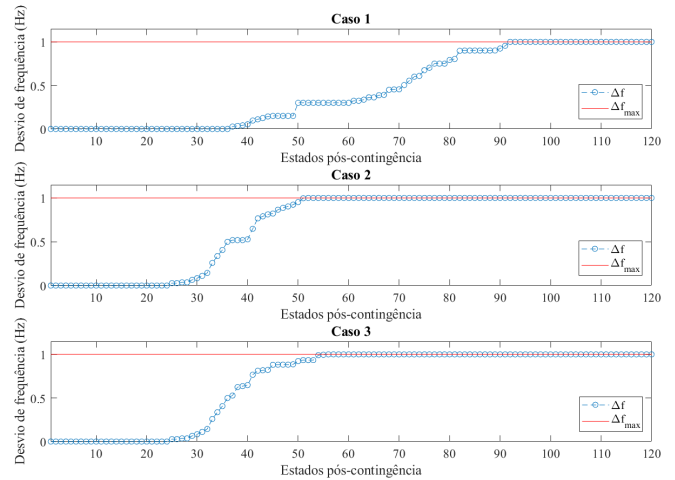


Figura 10. Desvio de frequência em cada período para cada contingência considerada para cada caso analisado

Finalmente, a demanda não atendida pós-contingência ($p_{dtk}^{UD,PR}$) é mostrada na Figura 11. Observe que não há demanda não atendida no Caso 3. No Caso 2, há demanda não atendida apenas no período $t = 20$ após uma contingência de uma das unidades geradoras convencionais ($k = 1, k = 2$ e $k = 3$). Ressalta-se que, neste período, as unidades intermitentes não estão mais disponíveis para geração e há necessidade de carregamento do Grupo 2 de veículos elétricos. Por fim, observe que o Caso 1 tem uma demanda não atendida significativamente maior do que o restante dos casos.

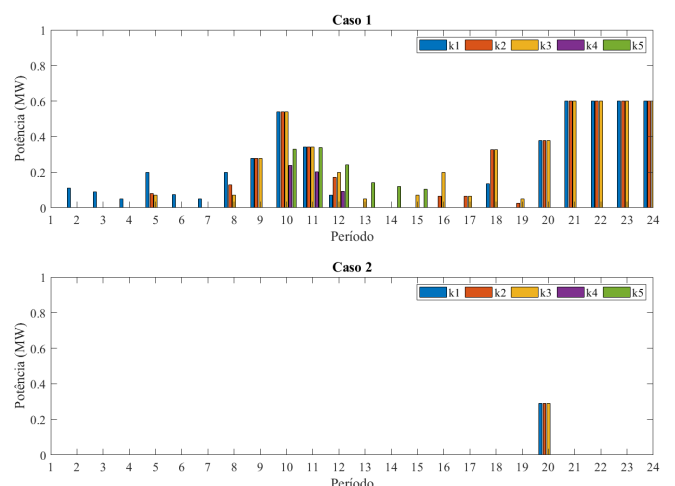


Figura 11. Demanda não atendida pós-contingência

Uma apresentação dos custos do planejamento para o dia seguinte para cada caso estudado é mostrada na Tabela 4, é possível observar que a maior parte dos custos no caso 1 é devido à demanda não atendida após as contingências, e nos demais casos, esse valor diminui consideravelmente.

Tabela 4. Custo para cada caso estudado (R\$)

	c_t^P	$c_t^{UD,PR}$	$c_t^{\Delta f}$	cc_t^V	cp_t^V	Total
Caso 1	14223,26	165684,05	5,41	0,00	0,00	179,91M
Caso 2	14591,18	8669,48	8,25	0,00	0,00	23,27M
Caso 3	14526,60	0,00	8,28	33,55	432,46	15,00M

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como foco analisar a participação dos PEVs no planejamento da capacidade de geração e reserva de energia para o dia seguinte, especificamente, a participação dos PEVs na PFR de sistemas com alta penetração de fontes de energia renovável. A abordagem proposta consiste em um modelo matemático que representa o planejamento para o dia seguinte de um sistema de potência, que é formulado como um problema de comprometimento de unidade.

O modelo foi aplicado a um estudo de caso baseado no sistema elétrico da Universidade Federal do Amapá, através do software GAMS. Os resultados obtidos permitem verificar a importância de planejar a operação do sistema considerando a possibilidade de falha das unidades geradoras, tornando os sistemas elétricos de potência mais flexíveis para a inserção de fontes renováveis. Além disso, foi possível estimar quantitativamente o impacto da participação dos PEVs na redução do comprometimento das unidades geradoras que operam com baixo fator de capacidade. Verificou-se que houve uma grande melhoria no funcionamento do sistema quando os veículos elétricos forneceram diferentes serviços ancilares para a rede. Este trabalho também mostra que, no cenário em que há uma penalidade por demanda não atendida na Universidade Federal do Amapá, a participação de veículos elétricos no suporte de frequência reduz consideravelmente o custo operacional do sistema.

É importante ressaltar que este trabalho é considerado uma microrrede. Dessa forma, uma perspectiva futura deste trabalho é analisar a contribuição dos veículos elétricos em sistemas de maior porte.

REFERÊNCIAS

Almeida, P.R., Lopes, J.P., Soares, F., and Seca, L. (2011). Electric vehicles participating in frequency control: Operating islanded systems with large penetration of renewable power sources. In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 1–6. IEEE.

ANEEL (2021). Ranking das tarifas. URL <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>.

Aziz, M. (2018). Electric vehicle utilization for ancillary grid services. In *AIP Conference Proceedings*, volume 1931, 030069. AIP Publishing LLC.

Bellekom, S., Benders, R., Pelgröm, S., and Moll, H. (2012). Electric cars and wind energy: Two problems, one solution? a study to combine wind energy and electric cars in 2020 in the netherlands. *Energy*, 45(1), 859–866.

Carrión, M. and Zárate-Miñano, R. (2015). Operation of renewable-dominated power systems with a significant penetration of plug-in electric vehicles. *Energy*, 90, 827–835.

Carrión, M., Dominguez, R., Cañas-Carretón, M., and Zárate-Miñano, R. (2019). Scheduling isolated power systems considering electric vehicles and primary frequency response. 168. doi:10.1016/j.energy.2018.11.154.

Dunn, B., Kamath, H., and Tarascon, J.M. (2011). Electrical energy storage for the grid. 334. doi:10.1126/science.1212741.

Han, S. and Han, S. (2013). Economic feasibility of v2g frequency regulation in consideration of battery wear. *Energies*, 6(2), 748–765.

IRENA (2019). Climate change. URL <https://www.irena.org/climatechange>.

Kempton, W., Udo, V., Huber, K., Komara, K., Letendre, S., Baker, S., Brunner, D., and Pearre, N. (2008). A test of vehicle-to-grid (v2g) for energy storage and frequency regulation in the pjm system.

Mercier, P., Cherkaoui, R., and Oudalov, A. (2009). Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1469–1477. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.

UNIFAP (2021). Unifap recebe painéis fotovoltaicos para produção de energia solar. URL <http://www.unifap.br>.

United Nations (2015a). The 2030 agenda for sustainable development. URL <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf>.

United Nations (2015b). Paris agreement. URL https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

Yoo, Y., Jung, S., and Jang, G. (2020). Dynamic inertia response support by energy storage system with renewable energy integration substation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(2), 260–266. doi: 10.35833/MPCE.2018.000760.

Zhang, Y., Rahbari-Asr, N., Duan, J., and Chow, M.Y. (2016). Day-ahead smart grid cooperative distributed energy scheduling with renewable and storage integration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4), 1739–1748.