

# GERENCIAMENTO DE ENERGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DO LUCRO DIÁRIO DE MICRORREDES COM DISPOSITIVOS ARMAZENADORES

ELIAN JOÃO AGNOLETTO\*, RODOLPHO V. A. NEVES\*, RICARDO Q. MACHADO\*,  
VILMA A. OLIVEIRA\*, JULIO A. D. MASSIGNAN\*

\*Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de São Paulo  
São Carlos, SP, Brasil

Emails: elianmt@usp.br, rodolphon@sc.usp.br, rquadros@sc.usp.br, voliveira@usp.br,  
julio.massignan@usp.br

**Abstract**— The management of energy in microgrids (MGs) differ from that of conventional electrical systems due mainly to the different characteristics of generation sources. The energy storage devices (ESDs) present in the MGs allow greater flexibility of operation due to the possibility of scheduling their energy dispatch. Currently, there are several methodologies of energy management system (EMS) in MGs. However, many of the existing methodologies use instant optimization, not taking into account the entire planning horizon for the realization of energy dispatches. When the dispatch is performed in a planned manner, according to the time of day or installation's demand, it is possible to reduce the MGs total daily energy costs (TDECs). In this sense, this work proposes an EMS capable of managing the operation of MGs in an optimized way, allowing the scheduling of the energy stored in the batteries (SEEB) for economically more viable instants. The proposed EMS is based on the resolution of an optimum power flow problem (OPF) aiming at minimizing the TDECs of an MG formed by a diesel generator, a photovoltaic source and a set of batteries. Simulations are carried out without and with the SEEB, according to the contracted demand constrained (CDC) for the MG. A comparative analysis among daily energy costs shows a significant reduction in the cases in which energy scheduling is considered.

**Keywords**— Microgrids, Power management, Energy dispatch, Constrained optimization.

**Resumo**— O gerenciamento de energia de uma microrredes (MRs) se difere dos sistemas elétricos convencionais devido, principalmente, às características distintas das fontes de geração. Os dispositivos armazenadores de energia (DAEs) presentes nas MRs permitem maior flexibilidade de operação em virtude da possibilidade do agendamento do seu despacho energético. Atualmente, existem diversas metodologias de sistemas de gerenciamento de energia (SGEs) em MRs, porém, muitos desses trabalhos empregam a otimização instantânea, não levando em consideração todo o horizonte de planejamento para realização do despacho dos DAEs. Quando esse despacho é realizado de maneira planejada, de acordo com o horário do dia ou demanda da instalação, é possível reduzir os custos totais diários de energia (CTDEs) da MR. Nesse sentido, este trabalho propõe um SGE capaz de gerenciar a operação da MR de maneira otimizada, possibilitando o agendamento da energia armazenada nas baterias (AEAB) em instantes economicamente mais viáveis. O SGE proposto baseia-se na resolução de um problema de fluxo de potência ótimo (FPO) visando a minimização dos CTDEs de uma MR composta por um gerador diesel, uma fonte fotovoltaica e um conjunto de baterias. São realizadas simulações sem e com o AEAB, de acordo com a restrição da demanda contratada (RDC) na MR. A comparação entre custos diários da MR evidencia uma redução significativa nos casos em que se considera o agendamento das baterias.

**Palavras-chave**— Microrredes, Gerenciamento de energia, Despacho de energia, Otimização com restrições.

## Nomenclatura

$C^p(P_{RD}, t)$	Custo da energia da RD no horário de ponta	$P_g^{(min)}$	Potência ativa mínima do gerador diesel
$C^{fp}(P_{RD}, t)$	Custo da energia da RD no horário fora de ponta	$P_s^{(min)}$	Potência ativa mínima da fonte solar fotovoltaica
$C(P_g, t)$	Custo da energia do gerador diesel	$P_b^{(min)}$	Potência ativa mínima da bateria
$P_{RD}(t)$	Potência ativa da RD	$P_{RD}^{(min)}$	Potência ativa mínima da RD
$P_g^N$	Potência ativa nominal do gerador diesel	$Q_g^{(min)}$	Potência reativa mínima do gerador diesel
$P_g$	Potência gerada pelo gerador diesel	$Q_s^{(min)}$	Potência reativa mínima da fonte solar fotovoltaica
$f^p$	Função objetivo referente ao horário de ponta	$Q_b^{(min)}$	Potência reativa mínima da bateria
$f^{fp}$	Função objetivo referente ao horário fora de ponta	$Q_b^{(min)}$	Potência reativa mínima da bateria
$\Delta t$	Taxa de discretização	$Q_{RD}^{(min)}$	Potência reativa mínima da RD
$t$	instante de tempo atual da otimização	$P_g^{(max)}$	Potência ativa máxima do gerador diesel
$\mathcal{T}$	conjunto formado por todos os instantes $t$	$P_s^{(max)}$	Potência ativa máxima da fonte solar fotovoltaica
$P_{kj}$	Fluxo de potência ativa da barra $k$ para a $j$	$P_b^{(max)}$	Potência ativa máxima da bateria
$Q_{kj}$	Fluxo de potência reativa da barra $k$ para a $j$	$P_{RD}^{(max)}$	Potência ativa máxima da RD
$G_{kj}$	Condutância da linha entre as barras $k$ e $j$	$Q_g^{(max)}$	Potência reativa máxima do gerador diesel
$B_{kj}$	Susceptância da linha entre as barras $k$ e $j$	$Q_s^{(max)}$	Potência reativa máxima da fonte solar fotovoltaica
$V_k$	Magnitude da tensão na barra $k$	$Q_b^{(max)}$	Potência reativa máxima da bateria
$\theta_{kj}$	Diferença angular entre as tensões da barra $k$ e $j$	$Q_{RD}^{(max)}$	Potência reativa máxima da RD
$P_c$	Potência ativa da carga	$S_g^{(max)}$	Potência aparente máxima do gerador diesel
$P_s$	Potência ativa da fonte solar fotovoltaica	$S_s^{(max)}$	Potência aparente máxima da fonte solar fotovoltaica
$P_b$	Potência ativa da bateria	$S_b^{(max)}$	Potência aparente máxima da bateria
$P_{RD}$	Potência ativa da RD	$S_{RD}^{(max)}$	Potência aparente máxima da RD
$Q_c$	Potência reativa da carga		
$Q_g$	Potência reativa do gerador diesel		
$Q_s$	Potência reativa da fonte solar fotovoltaica		
$Q_b$	Potência reativa da bateria		
$Q_{RD}$	Potência reativa da RD		

## 1 Introdução

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) vem sofrendo alterações na sua configuração em razão da expansão da geração distribuída (GD), o que resultou na origem do conceito de microrredes (MRs) (Planas et al., 2015). As estratégias para controle e gerenciamento das MRs se diferem das adotadas para os sistemas elétricos convencionais devido às diferentes características das fontes geradoras. O sistema de gerenciamento de energia (SGE) de MRs, geralmente, é formulado como um problema de otimização não linear, permitindo alocar a potência de saída entre as unidades de geração de maneira otimizada (Shi et al., 2015; Elsieid et al., 2016).

Atualmente existem diversos trabalhos relacionados a SGEs para MRs compostas por dispositivos armazenadores de energia (DAEs), sendo que, na maioria desses trabalhos, a otimização é realizada de maneira instantânea, levando em consideração apenas o instante de tempo atual da otimização (Koochi-Kamali et al., 2014; Shi et al., 2015; Luna et al., 2015; Elsieid et al., 2016). Entretanto, a presença de DAEs permite uma operação mais flexível da MR, possibilitando o agendamento da energia armazenada nas baterias (AEAB), ou seja, a utilização da energia armazenada em instantes do horizonte de planejamento mais convenientes sob ponto de vista financeiro.

O problema de otimização de um SGE pode ser formulado com diferentes objetivos, entre estes, minimização dos custos, das perdas, da compra da energia da rede de distribuição (RD), da emissão de poluentes, maximização da utilização das fontes renováveis, entre outros. A minimização de custo é o mais comum na formulação do fluxo de potência ótimo (FPO) (Koochi-Kamali et al., 2014; Shi et al., 2015; Luna et al., 2015; Elsieid et al., 2016). Nesse sentido, considerando situações em que o preço da energia da RD é variável ao longo do dia, o agendamento adequado da energia pode acarretar reduções significativas nos custos totais diários de energia (CTDEs) da MR.

Para que o agendamento da energia armazenada nas baterias (AEAB) seja possível é necessário o conhecimento de grandezas como o perfil de demanda das cargas e de geração das fontes renováveis da MR. Apesar de, na prática, essas grandezas serem do tipo estocásticas, diversas técnicas eficientes de predição vêm sendo desenvolvidas (Dutta et al., 2017). Assim, a associação das técnicas de predição aos SGEs auxiliam no despacho econômico dos DAEs.

Este trabalho propõe um SGE para uma MR formada por gerador diesel, fonte solar fotovoltaica e baterias com objetivo de minimização dos CTDEs. O SGE proposto baseia-se na resolução de um problema de FPO, pelo qual são determinados os valores ótimos de referência de geração para

cada fonte da MR. Para a resolução do FPO serão considerados conhecidos o perfil de demanda da MR e da radiação solar. Devido à flexibilidade de operação de baterias, serão analisados casos de agendamento da operação das baterias sem e com restrição da demanda contratada (RDC). As simulações foram realizadas por meio da ferramenta de otimização *Optimization Toolbox* do *MATLAB*, considerando um horizonte de planejamento de 24 horas.

## 2 Descrição do sistema

A configuração da MR estudada neste trabalho é mostrada na Fig. 1. A MR é constituída por uma fonte convencional e outras duas fontes eletronicamente acopladas. A fonte convencional considerada é um gerador a diesel de 20kVA, tendo em vista que, em muitos casos, esses geradores são usados de forma contínua para prover energia em áreas remotas ou nos horários de ponta (Koochi-Kamali et al., 2014). Já as fontes eletronicamente acopladas correspondem a uma solar fotovoltaica e um banco de baterias, sendo que cada uma constitui um sistema fonte-conversor com potência de 10kVA.

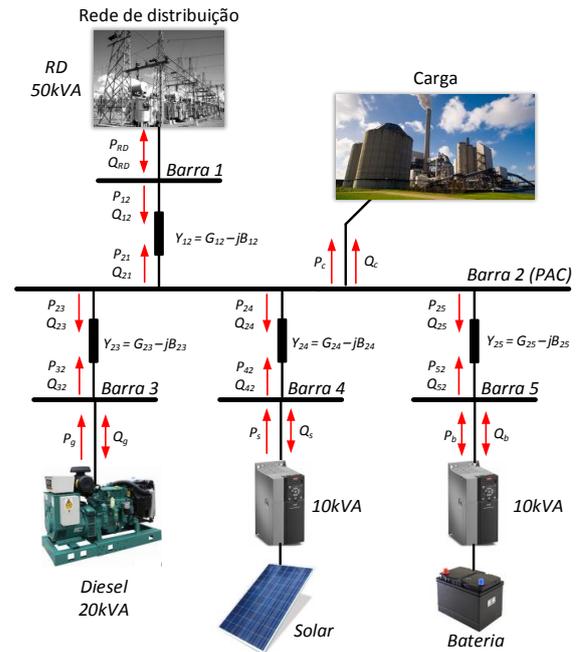


Figura 1: Configuração da MR estudada.

A MR é formada por 5 barras, sendo a barra 1 referente à conexão com a RD, a barra 2 ao ponto de acoplamento comum (PAC), a barra 3 à conexão com o gerador diesel, a barra 4 à conexão com a fonte fotovoltaica e a barra 5 à conexão com o banco de baterias. À barra 2 é conectada a carga representada pelo perfil de demanda diária mostrado na Fig. 2.

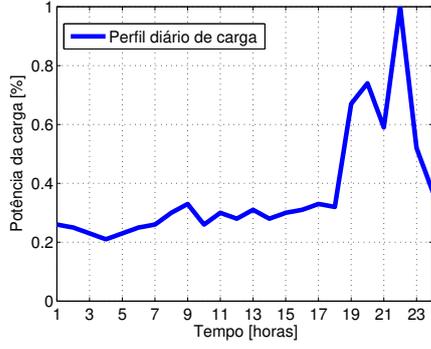


Figura 2: Perfil diário de carga da microrrede.

Apesar da existência de variações de radiação solar previstas durante o dia, será assumida a existência de armazenadores na barra 4, adequadamente dimensionados, para possibilitar a geração média de energia solar diária proporcional ao perfil de radiação solar apresentado na Fig. 3.

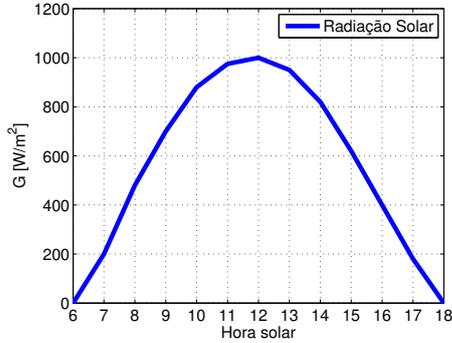


Figura 3: Perfil típico da radiação solar (De Souza et al., 2008).

Em relação ao conjunto de baterias conectado à barra 5, não será levado em consideração o tipo de associação nem a quantidade de baterias do conjunto, visto que para o cálculo do FPO será de interesse apenas as potências do sistema completo bateria-conversor. Portanto, assume-se que o conjunto bateria-conversor será capaz de fornecer 10kVA por um período de 4 horas consecutivas (descarga de 100% da bateria).

### 3 Metodologia para gerenciamento

O SGE proposto otimiza a operação da MR tanto no modo conectado quanto no modo isolado da RD. Em ambos os modos de operação da MR, o objetivo do SGE é a minimização da geração de energia por meio das fontes convencionais e, ao mesmo tempo, maximização da geração das fontes renováveis. Para maximizar o uso das fontes renováveis será considerado que esse tipo de fonte opere no ponto de máxima potência. Além disso, o SGE deverá buscar minimizar a compra de energia da RD em horários economicamente inviáveis,

de forma a maximizar o lucro da MR.

#### 3.1 Problema de otimização

A formulação do problema de otimização é baseada na escolha da função objetivo e das restrições de igualdade e de desigualdade para a MR estudada.

##### 3.1.1 Função Objetivo

Embora diversos trabalhos utilizem equações quadráticas para definir o custo de geração para cada fonte (Shi et al., 2017; Youssef, 2016), a função custo será aproximada por uma função linear, tendo em vista que o coeficiente associado ao termo quadrático é relativamente pequeno, da ordem de milissegundos, quando se trata de geradores de pequeno porte (Crisostomi et al., 2014). A função objetivo utilizada no gerenciamento da MR será composta apenas pelo custo da energia gerada. Desta forma, somente o custo da energia da RD e o do diesel serão considerados.

##### Custo da energia da RD

O custo da energia da RD depende de fatores como classe de tensão da unidade consumidora, horário do dia, enquadramento tarifário. Portanto, para fins de simulação, será considerado um consumidor da classe A4, enquadrado na tarifa horo sazonal verde, com horário de ponta definido no período entre 18 e 21 horas. Assim, os custos em R\$/h relacionados à energia da RD, nos horários de ponta e fora de ponta, são, respectivamente (Guedes, 2011):

$$C^p(P_{RD}, t) = 1,293P_{RD}(t), \quad \forall t \in [18, 21] \quad (1)$$

$$C^{fp}(P_{RD}, t) = 0,145P_{RD}(t), \quad \forall t \notin [18, 21]. \quad (2)$$

##### Custo de geração diesel

O custo da geração diesel varia como função da potência gerada em relação à sua capacidade nominal, sendo que na potência nominal, um gerador a diesel consome entre 0,32 e 0,53 l/kWh (Dufo-López et al., 2011). Considerando o preço médio do litro igual a 3,00R\$/l, o custo horário de um gerador a diesel (em R\$/h) pode ser obtido pela expressão (Ramli et al., 2015; Ameen et al., 2015):

$$C(P_g, t) = 0,2553P_g^N + 0,738P_g(t), \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3)$$

em que a primeira parcela corresponde ao custo de geração quando o gerador opera a vazio.

A partir de (1), (2) e (3) define-se a função objetivo referente aos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente:

$$f^p = [C^p(P_{RD}, t) + C(P_g, t)]\Delta t, \quad \forall t \in [18, 21], \quad (4)$$

$$f^{fp} = [C^{fp}(P_{RD}, t) + C(P_g, t)]\Delta t, \quad \forall t \notin [18, 21]. \quad (5)$$

### 3.1.2 Restrições de igualdade

As restrições de igualdade correspondem às equações que descrevem o balanço de potência em todas as barras da MR. O fluxo de potência de uma barra  $k$  para uma barra  $j$  é expresso por:

$$P_{kj} = G_{kj}V_k^2 - G_{kj}V_kV_j\cos\theta_{kj} - B_{kj}V_kV_j\sin\theta_{kj} \quad (6)$$

$$Q_{kj} = -B_{kj}V_k^2 + B_{kj}V_kV_j\cos\theta_{kj} - G_{kj}V_kV_j\sin\theta_{kj} \quad (7)$$

Com as expressões (6) e (7) calcula-se as restrições de igualdade do problema de otimização através do balanço de potência em todas as barra da MR, conforme indicado na Fig. 1:

**Barra 1:**

$$0 = -P_{RD} + P_{12} \quad (8)$$

$$0 = -Q_{RD} + Q_{12} \quad (9)$$

**Barra 2:**

$$0 = P_c + P_{21} + P_{23} + P_{24} + P_{25} \quad (10)$$

$$0 = Q_c + Q_{21} + Q_{23} + Q_{24} + Q_{25} \quad (11)$$

**Barra 3:**

$$0 = -P_g + P_{32} \quad (12)$$

$$0 = -Q_g + Q_{32} \quad (13)$$

**Barra 4:**

$$0 = -P_s + P_{42} \quad (14)$$

$$0 = -Q_s + Q_{42} \quad (15)$$

**Barra 5:**

$$0 = -P_b + P_{52} \quad (16)$$

$$0 = -Q_b + Q_{52}. \quad (17)$$

### 3.1.3 Restrições de desigualdade

As restrições de desigualdade estão relacionadas aos limites operacionais dos dispositivos presentes na MR e aos limites permitidos para os valores de tensão nas barras. Desta forma, têm-se:

**Rede de distribuição:**

$$P_{RD}^2(t) + Q_{RD}^2(t) \leq S_{RD(máx)}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (18)$$

$$P_{RD(min)} \leq P_{RD}(t) \leq P_{RD(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (19)$$

$$Q_{RD(min)} \leq Q_{RD}(t) \leq Q_{RD(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (20)$$

**Gerador diesel:**

$$P_g^2(t) + Q_g^2(t) \leq S_{g(máx)}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (21)$$

$$P_{g(min)} \leq P_g(t) \leq P_{g(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (22)$$

$$Q_{g(min)} \leq Q_g(t) \leq Q_{g(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (23)$$

**Solar:**

$$P_s^2(t) + Q_s^2(t) \leq S_{s(máx)}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (24)$$

$$P_{s(min)} \leq P_s(t) \leq P_{s(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (25)$$

$$Q_{s(min)} \leq Q_s(t) \leq Q_{s(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (26)$$

**Bateria:**

$$P_b^2(t) + Q_b^2(t) \leq S_{b(máx)}^2, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (27)$$

$$P_{b(min)} \leq P_b(t) \leq P_{b(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (28)$$

$$Q_{b(min)} \leq Q_b(t) \leq Q_{b(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (29)$$

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) - \frac{P_b(t)\Delta t}{\eta}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (30)$$

$$SOC_{(min)} \leq SOC(t) \leq SOC_{(máx)}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (31)$$

**Tensão:**

$$V_{(min)} \leq V(t) \leq V_{(máx)}. \quad (32)$$

A resolução do problema de FPO foi realizada por meio da ferramenta de otimização *Optimization Toolbox*, disponibilizada pelo *software MATLAB*. Neste trabalho, foi utilizado o *solver* de minimização não linear restrita (*fmincon*), com o método de programação quadrática sequencial (SQP, da sigla em inglês).

## 4 Descrição dos cenários avaliados

Os cenários analisados levam em consideração a MR operando no modo conectado e também em situações de ilhamento e reconexão com a RD. O horizonte de planejamento considerado nas simulações é de 24 horas, com discretização  $\Delta t$  igual a 15 minutos.

### 4.1 MR conectada à RD

Nesse modo de operação a RD é responsável por proporcionar o balanço de potência entre a MR e a carga, fornecendo ou absorvendo a potência de acordo com a necessidade do sistema. Os cenários simulados para esse caso levam em consideração as seguintes situações:

- **AEAB:** consiste no planejamento do uso da energia da bateria em instantes futuros apropriados, visando menores CTDEs referentes a todo o horizonte de planejamento. Dessa forma, o AEAB é possibilitado somente por meio do conhecimento do perfil diário de carga da MR. Basicamente, na situação de gerenciamento com AEAB será possível definir os instantes apropriados para despacho da energia armazenada. Sem a previsão do perfil diário de carga, não é possível realizar o AEAB, pois, como a otimização é realizada a cada instante de tempo  $t$ , o despacho do armazenador será realizado conforme necessidade da MR no instante de tempo atual. Nesse sentido, os cenários de operação da MR são analisados para casos sem e com AEAB.
- **RDC:** a potência fornecida pela RD é limitada, seja devido a fatores técnicos, relacionados à capacidade nominal dos dispositivos, ou contratuais, relacionados aos valores de demanda contratada e demanda de ultrapassagem. Tipicamente, instalações elétricas definem valores para demanda, os quais são estabelecidos no contrato de fornecimento de energia realizado com a RD. A violação desses níveis de demanda contratada geram cobranças de ultrapassagem. Desta forma, a operação da MR será avaliada para casos sem e com RDC em 15kW.

## 4.2 Ilhamento e reconexão com a RD

Neste cenário são realizadas simulações de ilhamentos não intencionais e reconexão da MR com a RD. Em cada modo de operação (conectado ou isolado) é solucionado um problema de FPO diferente, uma vez que há alterações da barra de referência e das equações de balanço de potência da MR. Será considerada a presença de algoritmos de detecção de ilhamento na MR e que as fontes sejam capazes de alterar seus modos de controle, conforme a necessidade.

## 5 Resultados

Os parâmetros utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 1. Os valores das potências estão referidos à potência base de 50kVA do transformador de conexão da MR com a RD.

Parâmetro	Valor [pu]	Parâmetro	Valor [pu]
$S_g(máx)$	0,40	$Q_{RD}(mín)$	-1,00
$P_g(mín)$	0	$Q_{RD}(máx)$	1,00
$P_g(máx)$	0,40	$SOC(máx)$	0,80
$Q_g(mín)$	-0,40	$SOC(mín)$	0,30
$Q_g(máx)$	0,40	$V(mín)$	0,95
$S_s(máx)$	0,20	$V(máx)$	1,05
$P_s(mín)$	0	$\eta$	1,00
$P_s(máx)$	0,20	$\Delta t$	0,25
$Q_s(mín)$	-0,20	$P_g^N$	0,40
$Q_s(máx)$	0,20	$G_{12}$	3,87
$S_b(máx)$	0,20	$B_{12}$	- 4,84
$P_b(mín)$	-0,20	$G_{23}$	0,77
$P_b(máx)$	0,20	$B_{23}$	- 0,97
$Q_b(mín)$	-0,20	$G_{24}$	0,77
$Q_b(máx)$	0,20	$B_{24}$	- 0,97
$S_{RD}(máx)$	1,00	$G_{25}$	0,77
$P_{RD}(mín)$	-1,00	$B_{25}$	- 0,97
$P_{RD}(máx)$	1,00		

Tabela 1: Parâmetros utilizados.

### 5.1 Operação da MR sem RDC e sem AEAB

O comportamento das potências e dos custos de geração para o cenário sem RDC e sem AEAB, pode ser observado na Fig. 4. Uma vez que o custo de geração da bateria não foi inserido na função objetivo, o gerenciamento fará com que a bateria sempre gere potência máxima. Considerando que a bateria inicia com um estado de carga  $SOC = 0,5$ , no instante  $t \leq 2h$  a bateria fornecerá sua capacidade máxima. Como a potência solicitada pela carga é inferior à potência gerada pela bateria, a RD absorve o excedente de geração.

Quando a potência gerada pela fonte solar fotovoltaica se torna maior do que a potência consumida pela carga ( $9h \leq t \leq 15h$ ), a bateria é carregada. No instante em que a fonte solar não é mais capaz atender à demanda da carga,  $t \approx 15h$ , a bateria inicia o processo de descarga.

A Figura 5 apresenta o comportamento do estado de carga e da potência da bateria para o cenário sem RDC e sem AEAB. Percebe-se as etapas de descarga inicial, em  $t \leq 2h$ , na qual a bateria descarrega até atingir o  $SOC_{mín} = 0,3$ , a etapa de

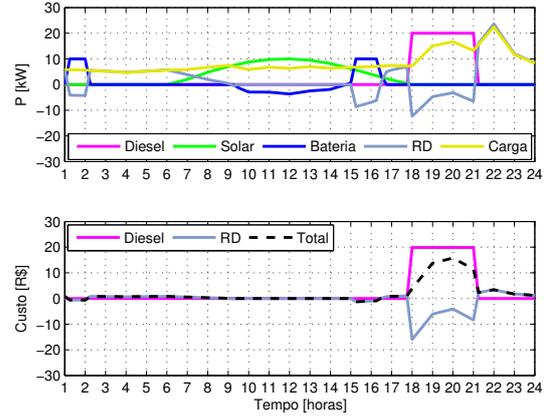


Figura 4: Potências e custos de geração sem RDC e sem AEAB.

carregamento da bateria, em  $9h30min \leq t \leq 15h$ , e novamente, outra etapa de descarga da bateria em  $15h < t \leq 16h30min$ .

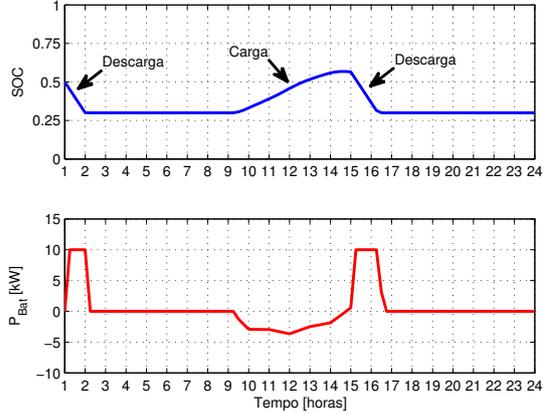


Figura 5: Estado de carga e potência da bateria sem RDC e sem AEAB.

### 5.2 Operação da MR sem RDC e com AEAB

O comportamento das potências e dos custos de geração para o cenário sem RDC e com AEAB pode ser observado na Fig. 6. Tendo em vista que a função objetivo adotada está relacionada ao custo total de geração, e o custo de geração de energia pela bateria não é levado em consideração na formulação da função objetivo, o horário economicamente mais viável para realizar a descarga da bateria é o horário de ponta. Desta forma, toda energia armazenada pela bateria é utilizada nesse período, fazendo com que o excedente de potência produzida pela MR seja injetado na RD e os CTDEs sejam minimizados.

Na Figura 7 é possível verificar o comportamento do estado de carga e da potência da bateria com agendamento da energia armazenada. Nota-se que, inicialmente, em  $t < 9h$ , a bateria se man-

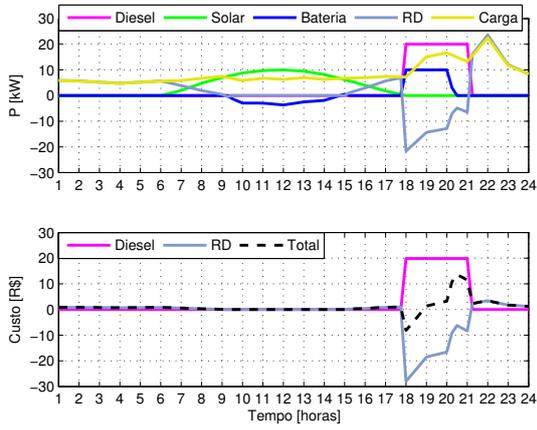


Figura 6: Potências e custos de geração sem RDC e com AEAB.

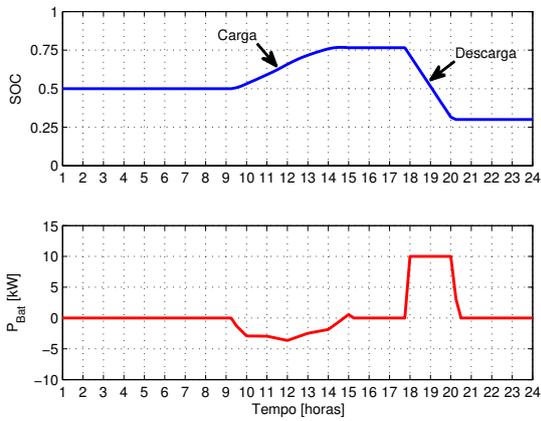


Figura 7: Estado de carga e potência da bateria sem RDC e com AEAB.

tém carregada, mesmo que o custo instantâneo se tornaria menor se toda sua potência fosse produzida nesse instante. Desta forma, com o agendamento da energia armazenada nas baterias o despacho da energia pode ser realizado de maneira a minimizar o custo total considerando todo o horizonte de planejamento.

### 5.3 Operação da MR com RDC e sem AEAB

O comportamento das potências e dos custos de geração para o cenário com RDC e sem AEAB pode ser observado na Fig. 8. O valor de demanda máxima contratada ( $D_{m\acute{a}x} = 15kW$ ) é atingido pela carga no instante  $t = 19h$ , porém, nesse instante, toda demanda da carga é suprida pelo gerador diesel, não comprometendo a energia importada da RD. Entretanto, quando o gerador diesel é desligado, ao término do horário de ponta, a RD assume a potência necessária para alimentar a carga. No pico de carga, em  $t = 21h$ , a RD atinge a demanda contratada e o gerador diesel é novamente acionado para estabelecer o equilíbrio de potências da MR.

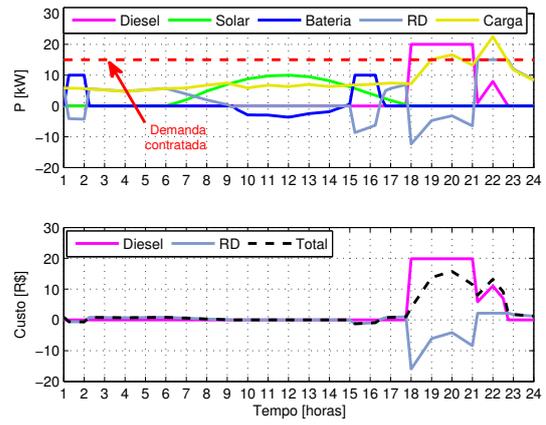


Figura 8: Potências e custos de geração com RDC e sem AEAB.

### 5.4 Operação da MR com RDC e com AEAB

O comportamento das potências e dos custos de geração para o cenário com RDC e com AEAB é apresentado na Fig. 9. É possível perceber que o agendamento da energia permite que a bateria seja utilizada no instante em que há o pico de demanda ( $20h45min \leq t \leq 23h$ ). Isso evita a ultrapassagem da demanda contratada e o religamento do gerador diesel, reduzindo, desta forma, os CTDEs da MR.

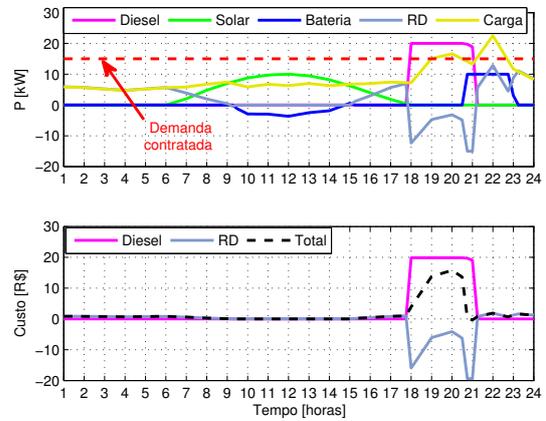


Figura 9: Potências e custos de geração com RDC e com AEAB.

### 5.5 Ilhamento e reconexão com a RD

O comportamento das potências e dos custos de geração para as condições de ilhamento e reconexão com a RD é apresentado na Fig. 10. Inicialmente, a MR opera no modo isolado, até que no instante  $t = 6h$  é realizada a conexão com a RD. Nesse instante, a RD assume a carga no lugar do gerador diesel, pois apresenta custo de geração inferior ao da fonte fóssil. A partir do momento que há geração solar fotovoltaica, a po-

tência importada da RD diminui, chegando a zero em  $t \approx 8h15min$ , momento no qual a geração fotovoltaica é capaz de suprir toda a energia solicitada pela carga.

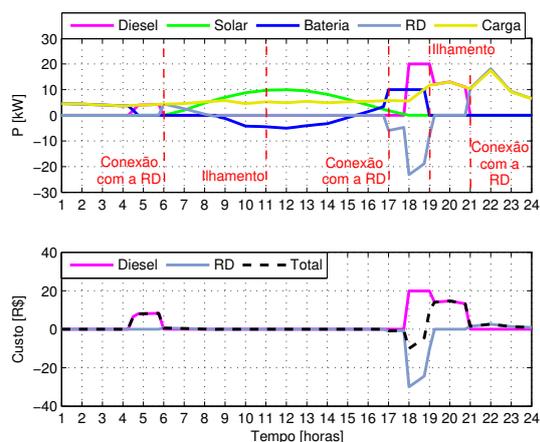


Figura 10: Potências e custos de geração para as condições de ilhamento e reconexão com a RD.

No instante  $t = 11h$  ocorre um ilhamento. Nesse momento, nada acontece no comportamento das potências, uma vez que a MR é auto suficiente. O excesso de potência gerada pela fonte fotovoltaica carrega a bateria até o instante  $t \approx 15h30min$ . A partir desse instante, a bateria inicia o processo de descarga, de modo a gerar a potência complementar solicitada pela carga. Em  $t = 17h$ , a conexão com a RD é restabelecida, e a bateria fornece potência máxima, exportando o excedente de potência para a RD.

No instante  $t = 18h$ , inicia o horário de ponta, desta forma, o gerador diesel entra em operação gerando potência em sua capacidade nominal, tendo em vista que, nesse período, seu custo de geração de energia é menor do que o de compra de energia da RD. O excedente da potência gerada pelo diesel e pela bateria é injetado na RD. Em  $t = 19h$ , novamente há uma ocorrência de ilhamento. Nesse instante, a bateria já atingiu o seu estado de carga mínimo, como pode ser observado na Fig. 11, assim, o gerador diesel supre toda a potência solicitada pela carga.

Por fim, em  $t = 21h$  novamente é restabelecida a conexão com a RD. Nesse instante, o gerador diesel reduz sua potência gerada e toda a demanda da carga passa a ser fornecida pela RD, uma vez que nesse período o custo da compra da energia da RD é menor. Ainda na Figura 10, é possível observar o custo da energia gerada a partir do gerador diesel, o custo referente à energia da RD e o custo total para todo o horizonte de planejamento de 24 horas.

O comportamento das tensões em todas as barras é mostrado na Fig. 12. No instante inicial o barramento da bateria é definido como referência até o instante em que o gerador diesel entra em

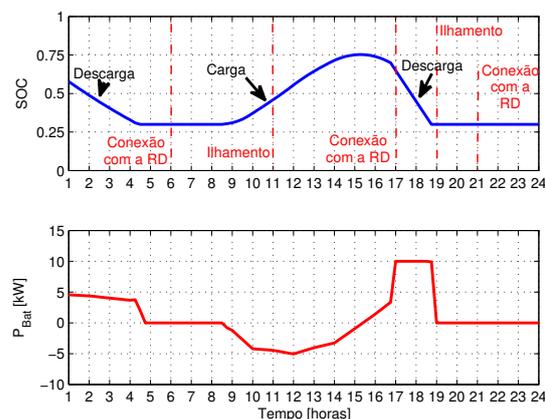


Figura 11: Estado de carga e potência da bateria para as condições de ilhamento e reconexão com a RD.

operação. No segundo momento que a MR opera no modo isolado, em  $t = 11h$ , a barra de referência é definida pela fonte fotovoltaica. Já no último instante de operação no modo isolado ( $t = 19h$ ), a barra do gerador diesel novamente é definida como referência, uma vez que não há mais geração por meio da fonte solar fotovoltaica e a bateria já atingiu o valor de  $SOC_{min}$  (conforme Fig. 11).

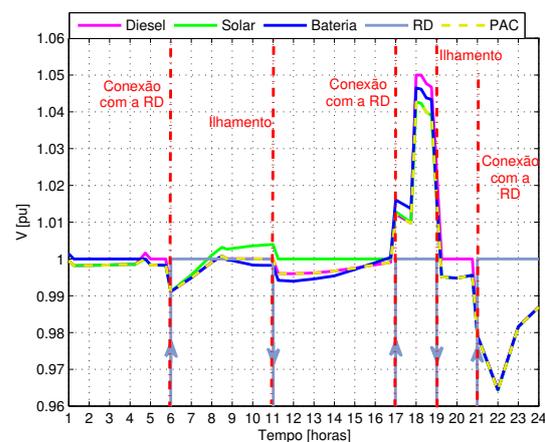


Figura 12: Magnitude das tensões para as condições de ilhamento e reconexão com a RD.

### 5.6 Comparação dos custos diários

Os custos totais diários de energia, CTDEs, da MR obtidos para os diversos cenários simulados são comparados na Tabela 2. É possível perceber a redução significativa dos CTDEs quando se utiliza o AEAB nos horários específicos.

## 6 Conclusões

O algoritmo implementado permitiu a operação otimizada da MR de acordo com a minimização dos CTDEs. Foi possível perceber redução

	Sem AEAB	Com AEAB	Redução dos CTDEs [%]
Sem RDC	197,52 R\$	96,03 R\$	<b>51,38</b>
Com RDC	243,20 R\$	175,67 R\$	<b>27,76</b>

Tabela 2: Comparação dos CTDEs da MR obtidos para os cenários simulados.

significativa dos CTDEs da MR nos cenários em que se considera o AEAB, tanto para os casos sem e com RDC. Isso ocorre, porque, com o AEAB é possível programar a descarga da bateria em instantes em que o custo total é reduzido, seja para considerar o horário de ponta ou evitar demanda de ultrapassagem nos períodos de pico de carga.

Percebe-se que o conhecimento do perfil de carga é um requisito para a possibilidade de AEAB. Apesar desse perfil ser bastante variável ao longo do dia para as instalações reais, sistemas com características bem comportadas ou com mecanismos eficientes de predição de carga permitem que o SGE proposto seja capaz de controlar o despacho ótimo do armazenador e das demais fontes da MR de maneira econômica.

Nas simulações realizadas foram considerados somente dois períodos de variação da energia da RD, referentes aos horários de ponta e fora de ponta. Porém, o algoritmo implementado pode ser utilizado considerando-se um perfil diário variável do preço da energia da RD. Além disso, pode-se considerar também variações no perfil da radiação solar para o sistema fotovoltaico. Ainda, a metodologia de gerenciamento proposta pode ser utilizada para MRs compostas por diferentes dispositivos armazenadores de energia.

### Agradecimentos

Este trabalho foi financiado pela FAPESP com o projeto 2016/25017-1.

### Referências

Ameen, A. M., Pasupuleti, J. and Khatib, T. (2015). Simplified performance models of photovoltaic/diesel generator/battery system considering typical control strategies, *Energy Conversion and Management* **99**: 313–325.

Crisostomi, E., Liu, M., Raugi, M. and Shorten, R. (2014). Plug-and-play distributed algorithms for optimized power generation in a microgrid, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(4): 2145–2154.

De Souza, J. D., Da Silva, B. B. and Ceballos, J. C. (2008). Estimativa da radiação solar global à superfície usando um modelo estocástico: Caso sem nuvens, *Revista Brasileira de Geofísica* **26**(1): 31–44.

Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., Yusta-Loyo, J. M., Domínguez-Navarro, J. A., Ramírez-Rosado, I. J., Lujano, J. and Aso, I. (2011). Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv-wind-diesel systems with batteries storage, *Applied Energy* **88**(11): 4033 – 4041.

Dutta, S., Li, Y., Venkataraman, A., Costa, L. M., Jiang, T., Plana, R., Tordjman, P., Choo, F. H., Foo, C. F. and Puttgen, H. B. (2017). Load and renewable energy forecasting for a microgrid using persistence technique, *Energy Procedia* **143**: 617 – 622.

Elsied, M., Oukaour, A., Youssef, T., Gualous, H. and Mohammed, O. (2016). An advanced real time energy management system for microgrids, *Energy* **114**: 742 – 752.

Guedes, J. S. (2011). *Manual de Tarificação da Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, Brasil.

Koochi-Kamali, S., Rahim, N. A. and Mokhlis, H. (2014). Smart power management algorithm in microgrid consisting of photovoltaic, diesel, and battery storage plants considering variations in sunlight, temperature, and load, *Energy Conversion and Management* **84**: 562–582.

Luna, A. C., Diaz, N. L., Graells, M., Vasquez, J. C. and Guerrero, J. M. (2015). On-line energy management system for distributed generators in a grid-connected microgrid, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition* pp. 4616–4623.

Planas, E., Andreu, J., Gárate, J. I., Alegría, I. M. D. and Ibarra, E. (2015). AC and DC technology in microgrids : A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **43**: 726–749.

Ramli, M. A. M., Hiendro, A. and Twaha, S. (2015). Economic analysis of PV / diesel hybrid system with flywheel energy storage, *Renewable Energy* **78**: 398–405.

Shi, W., Li, N., Chu, C. C. and Gadh, R. (2017). Real-time energy management in microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(1): 228–238.

Shi, W., Xie, X. and Chu, C. (2015). Distributed optimal energy management in microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **6**(3): 1137 – 1146.

Youssef, K. H. (2016). Optimal management of unbalanced smart microgrids for scheduled and unscheduled multiple transitions between grid-connected and islanded modes, *Electric Power Systems Research* **141**(1): 104–113.