

# Operação ótima estocástica de microrredes CC

1<sup>st</sup> Jéssica Alice A. Silva

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
j262748@dac.unicamp.br

2<sup>nd</sup> Luiza Higino Silva Santos

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
l264535@dac.unicamp.br

3<sup>rd</sup> Juan Camilo López

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
jclopeza@unicamp.br

4<sup>th</sup> João I. Y. Ota

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
jiyota@unicamp.br

5<sup>th</sup> Marcos J. Rider

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
mjirider@unicamp.br

6<sup>th</sup> Luiz Carlos P. da Silva

Departamento de Sistemas e Energia  
Universidade Estadual de Campinas  
DSE/UNICAMP  
Campinas, Brasil  
lui@unicamp.br

**Resumo** — Este artigo apresenta um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM) estocástico para a operação ótima de microrredes CC. A formulação proposta considera uma microrrede composta por geração renovável fotovoltaica (FV), sistema de armazenamento de energia (BESS, *Battery Energy Storage System*), cargas CC, e uma estação de carregamento de veículos elétricos (VEs). Interrupções não planejadas da rede principal podem acontecer a qualquer momento via restrições de segurança. A natureza estocástica da geração FV e a disponibilidade do VE na estação de carregamento é considerada através de uma abordagem baseada em cenários. Estratégias de linearização são aplicadas transformando o PNLIM em um modelo linear que garante otimalidade. O despacho ótimo para operação da microrrede do dia seguinte é definido minimizando o custo operacional médio. Testes são realizados com informações da microrrede CC NanoGRID, que será desenvolvida na sede da CPFL Energia, em Campinas-SP. Os resultados mostram que o modelo proposto fornece uma operação ótima para a microrrede, agregando confiabilidade, resiliência e maximização do uso dos recursos renováveis e distribuídos da microrrede.

**Palavras-chave** — Veículo Elétrico, geração renovável, microrredes CC, programação linear inteira mista.

## NOMENCLATURA

### Conjuntos/Índices

$C, c$	Conjunto/índice de contingências, $C = \{0, \dots, T\}$
$S, s$	Conjunto/índice de cenários
$T, t$	Conjunto/índice de intervalos de tempo

### Parâmetros

$\alpha^c$	Custo do corte de carga [u.m./kWh]
$\alpha_t^{PAC}$	Custo da compra de energia [u.m./kWh]
$\underline{\Delta}^C, \underline{\Delta}^D$	Número máximo de ciclos de carregamento e descarregamento do BESS [-]
$\Delta c$	Duração de cada contingência [h]
$\Delta t$	Duração de cada intervalo de tempo [h]
$\eta^B$	Eficiência do BESS [%]
$\eta^{VE}$	Eficiência do carregador de VE [%]
$\bar{E}^B$	Capacidade máxima de energia do BESS [kWh]
$\bar{E}^{VE}$	Capacidade máxima de energia do VE [kWh]
$\bar{P}^{B-}, \bar{P}^{B+}$	Potência máxima de des/carregamento do BESS [kW]
$\bar{P}^{VE}$	Potência máxima de carregamento do VE [kW]
$\bar{P}^{PAC}$	Potência máxima do PAC [kW]
$\underline{E}^B$	Capacidade mínima de energia do BESS [kWh]

$\underline{E}^{VE}$   
 $\bar{P}^{B-}, \bar{P}^{B+}$

Capacidade mínima de energia do VE [kWh]  
Potência máxima de des/carregamento do BESS [kW]

$E^{B,ini}$

Energia inicial do BESS [kWh]

$E^{VE,ini}$

Energia inicial do VE [kWh]

$P_{s,t}^D$

Demanda de potência ativa [kW]

$P_{s,t}^{FV}$

Potência FV gerada [kW]

$Prob_s$

Probabilidade de cada cenário  $s$

$t_c$

Horário de chegada do VE no eletroposto [h]

$t_p$

Horário de partida do VE do eletroposto [h]

### Variáveis Contínuas

$E_t^B$

Energia do BESS [kWh]

$E_{s,t,c}^{VE}$

Energia do VE [kWh]

$P_t^{B+}$

Potência de carregamento do BESS [kW]

$P_t^{B-}$

Potência de descarregamento do BESS [kW]

$P_t^B$

Potência do BESS [kW]

$P_{s,t,c}^{PAC}$

Potência ativa no PAC [kW]

$\bar{P}^{VE}$

Potência de carregamento do VE [kW]

$\bar{P}^{B-}, \bar{P}^{B+}$

Potência máxima de des/carregamento do BESS [kW]

$\bar{P}^{VE}$

Potência máxima de carregamento do VE [kW]

$\underline{E}^B$

Capacidade mínima de energia do BESS [kWh]

$E^{B,ini}$

Energia inicial do BESS [kWh]

$E^{VE,ini}$

Energia inicial do VE [kWh]

$P_{s,t}^D$

Demanda de potência ativa [kW]

$P_{s,t}^{FV}$

Potência FV gerada [kW]

$Prob_s$

Probabilidade de cada cenário  $s$

$t_c$

Horário de chegada do VE no eletroposto [h]

$t_p$

Horário de partida do VE do eletroposto [h]

### Variáveis Binárias

$b_t^C, b_t^D$

Variáveis de decisão para des/carregamento do BESS

$u_{s,t,c}$

Variável de decisão para o corte de carga

$x_{s,t,c}$

Variável de decisão para desconexão da geração FV

## I. INTRODUÇÃO

Uma microrrede consiste na integração de fontes de energia renovável (RES, do inglês - *Renewable Energy Sources*), veículos elétricos (VE), sistemas de armazenamento de energia (BESS, do inglês - *Battery Energy Storage System*) e cargas, interconectadas localmente com capacidade de operar conectados à rede e em modo ilhado, atuando como um sistema único controlável [1], [2]. As microrredes podem ser

implementadas em corrente alternada (CA), corrente contínua (CC) ou híbridas CA/CC [3], [4].

O desenvolvimento de microrredes pode proporcionar benefícios não apenas ao consumidor, mas também às distribuidoras de energia. Algumas das vantagens são maior confiabilidade no suprimento de energia, resiliência, redução de perdas, diminuição da emissão de gases poluentes, redução de custos [3], [5].

Apesar dos benefícios, existem desafios a serem enfrentados. Devido a penetração de geradores distribuídos (GDs) a qualidade de energia pode ser alterada e, além disso, RES podem afetar a estabilidade do sistema [6]. Desta forma, o controle e monitoramento de uma microrrede é realizado por um sistema de gerenciamento de energia (EMS, do inglês - *Energy Management System*). Este sistema é responsável pelo monitoramento e definição de um despacho otimizado para uma operação segura e eficaz, conforme os objetivos previamente definidos.

Recentemente, vários estudos têm adotado diferentes técnicas para implementar um EMS em microrredes. Um EMS baseado em lógica *fuzzy* é implementado para controle da operação de microrredes CC residenciais em [7]. Um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM) é definido em [8] como um sistema supervisor de EMS para operação otimizada de microrredes CC ilhada. Em [9] é definido um modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM) para despacho otimizado de geradores distribuídos a fim de reduzir os custos de geração e emissões de gases de efeito estufa. No entanto, estes trabalhos não lidam com as incertezas presentes nos RES. Uma estratégia de gerenciamento de energia baseada em controle preditivo de modelo robusto distribuído é proposta em [10] para microrredes ilhadas. Apesar de considerar as incertezas dos RESs, não consideram a operação de estações de carregamento de VEs e as incertezas do perfil de uso dos mesmos.

A implementação de técnicas de despacho otimizado em microrredes também envolve o carregamento de VEs. Uma estratégia de despacho econômico ótimo para microrredes CC com base nas necessidades dos usuários de VEs é proposto em [11]. Em [12] é proposta uma estratégia de gerenciamento estocástico para microrredes híbridas CA/CC considerando demandas de carregamento de VEs. Este artigo lida com as incertezas presentes nas demandas de carregamento de VEs e nas RES, porém considera apenas uma operação conectada à rede, desconsiderando a operação em modo ilhado e transições.

Desta forma, este artigo apresenta um modelo estocástico de PNLIM para definição da operação ótima estocástica de microrredes CC. O EMS, ou otimizador de despacho econômico proposto minimiza os custos de operação ao mesmo tempo em que incentiva a maximização do uso dos recursos energéticos distribuídos (REDs). As incertezas associadas aos RES e ao uso da estação de carregamento de VEs é considerada através de uma abordagem baseada em cenários. Adicionalmente, o modelo PNLIM é transformado em um modelo de PLIM através de um conjunto de linearizações. Além disso, interrupções inesperadas da rede principal podem ocorrer a qualquer momento por meio de restrições de segurança. Os testes são realizados com dados da microrrede CC NanoGRID, que será implantada na sede da CPFL Energia em Campinas, São Paulo.

## II. OTIMIZADOR DE DESPACHO ECONÔMICO

### A. Formulação do problema

A operação ótima de microrredes pode ser formulada como um problema de otimização, onde a maximização e/ou minimização de uma função objetivo é realizada. Desta forma, o modelo de programação matemática não linear inteiro misto (PNLIM) presente em (1) – (20) modela a operação otimizada de microrredes CC. A função objetivo em (1) minimiza os custos de compra de eletricidade da rede principal e a penalização por corte de carga, para uma programação do dia seguinte.

$$\min \sum_{s \in S} \left\{ Prob_s \cdot \Delta t \left( \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} \alpha_t^{PAC} P_{s,t,c}^{PAC+} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} \alpha_t^C P_{s,t}^D \cdot u_{s,t,c} \right) \right\} \quad (1)$$

O balanço de potência do sistema para cada cenário de operação e período de tempo é estabelecido pela equação (2). Variáveis binárias de decisão são utilizadas para definir corte de carga ( $u_{s,t,c}$ ) e/ou desconexão da geração FV ( $x_{s,t,c}$ ) caso seja necessário, durante uma operação ilhada. A restrição (3) limita a capacidade de injeção ou extração de potência no ponto de acoplamento comum (PAC) com a rede, e a restrição (4) divide a potência ativa no PAC em duas variáveis positivas, em que  $P_t^{PAC+}$  representa a potência demandada da rede e  $P_t^{PAC-}$  representa a potência injetada na rede, provenientes do BESS ou da geração fotovoltaica (FV).

$$P_{s,t,c}^{PAC} + P_{s,t}^{FV} * (1 - x_{s,t,c}) + P_t^{B-} - P_t^{B+} - P_{s,t,c}^{VE} = P_{s,t}^D * (1 - u_{s,t,c}) \quad \forall s, t, c \quad (2)$$

$$P_{s,t,c}^{PAC} \leq \bar{P}^{PAC} \quad \forall s, t, c \quad (3)$$

$$P_{s,t,c}^{PAC} = P_{s,t,c}^{PAC+} + P_{s,t,c}^{PAC-} \quad \forall s, t, c \quad (4)$$

Interrupções não planejadas da rede principal de energia podem acontecer a qualquer momento ao longo do horizonte de operação da microrrede via restrições de segurança. Assim, um conjunto de contingências ( $C$ ) é introduzido indicando todos os horários possíveis de haver contingência  $C = \{1, \dots, T\}$ . A desconexão da microrrede no PAC da rede principal de energia é estabelecida pela restrição de segurança em (5).

$$P_{s,t,c}^{PAC} = 0 \quad \forall s, t, c | t \geq c \text{ and } t < c + \Delta c \quad (5)$$

A operação da estação de carregamento de VE e de suas baterias são formuladas por (6) – (11). As restrições (6) e (7) definem a energia da bateria do VE, em função da energia no instante de tempo anterior  $E_{t-1}^{VE}$ , para  $t > 1$ , ou energia inicial  $E^{VE,ini}$ , para  $t = 1$ . Os limites de potência de carregamento e energia de acordo com as capacidades mínima e máxima do VE são estabelecidos por (8) e (9). A restrição (10) determina que o VE esteja totalmente carregado no momento de sua partida e (11) impõe que nenhuma recarga de VE seja implantada fora do momento em que o veículo esteja na estação de carregamento.

$$E_{s,t,c}^{VE} = E^{VE,ini} + P_{s,t,c}^{VE} \cdot \Delta t \cdot \eta^{VE} \quad \forall s, t, c \quad (6)$$

$$E_{s,t,c}^{VE} = E_{s,t-1,c}^{VE} + P_{s,t,c}^{VE} \cdot \Delta t \cdot \eta^{VE} \quad \forall s, t, c | t > t_c \text{ and } t \leq t_p \quad (7)$$

$$\underline{E}^{VE} \leq E_{s,t,c}^{VE} \leq \bar{E}^{VE} \quad \forall s, t, c | t > t_c \text{ and } t \leq t_p \quad (8)$$

$$0 \leq P_{s,t,c}^{VE} \leq \bar{P}^{VE} \quad \forall s, t, c | t \geq t_c \text{ and } t \leq t_p \quad (9)$$

$$E_{s,t,c}^{VE} = \bar{E}^{VE} \quad \forall s, t, c | t = t_d \quad (10)$$

$$P_{s,t,c}^{VE} = 0 \quad \forall s, t, c | t < t_c \text{ and } t > t_p \quad (11)$$

O conjunto de restrições (12) – (20) modelam a operação do BESS. Note que o BESS não depende do conjunto de cenários, nem do conjunto de contingências, pois o BESS deve ser capaz de operar de forma otimizada sob qualquer circunstância. As restrições (12) e (13) definem a energia do BESS, em função da energia no instante de tempo anterior  $E_{t-1}^B$ , para  $t > 1$ , ou energia inicial  $E^{B,ini}$ , para  $t = 1$ . A potência de entrada e saída da bateria é definida por (14). As variáveis binárias  $b_t^C$  e  $b_t^D$  representam o carregamento e descarregamento do BESS. Portanto, se o BESS opera no modo de carregamento, então  $b_t^C = 1$  e  $b_t^D = 0$ . Se o BESS opera no modo de descarregamento, então  $b_t^C = 0$  e  $b_t^D = 1$ . Note que o modo *stand-by* também é considerado quando  $b_t^C = 0$  e  $b_t^D = 0$ . As capacidades mínimas e máximas de energia e potência de carregamento e descarregamento são definidas em (15) – (17). As restrições (18) e (19) limitam o número de mudanças entre o modo de *stand-by*, carregamento e descarregamento, a fim de preservar a vida útil do BESS. Por fim, a restrição (20) garante um único modo de operação (carga ou descarga) a cada período de tempo.

$$E_t^B = E^{B,ini} + P_t^B \cdot \Delta t \quad \forall t | t = 1 \quad (12)$$

$$E_t^B = E_{t-1}^B + P_t^B \cdot \Delta t \quad \forall t | t > 1 \quad (13)$$

$$P_t^B = P_t^{B+} \cdot \eta^{B+} - P_t^{B-} \cdot \frac{1}{\eta^{B-}} \quad \forall t \quad (14)$$

$$\underline{E}^B \leq E_t^B \leq \bar{E}^B \quad \forall t \quad (15)$$

$$\underline{P}^{B+} \cdot b_t^C \leq P_t^{B+} \leq \bar{P}^{B+} \cdot b_t^C \quad \forall t \quad (16)$$

$$\underline{P}^{B-} \cdot b_t^D \leq P_t^{B-} \leq \bar{P}^{B-} \cdot b_t^D \quad \forall t \quad (17)$$

$$\sum_{t \in T} |b_t^C - b_{t-1}^C| \leq \underline{\Delta}^C \quad \forall t \quad (18)$$

$$\sum_{t \in T} |b_t^D - b_{t-1}^D| \leq \underline{\Delta}^D \quad \forall t \quad (19)$$

$$b_t^C + b_t^D \leq 1 \quad \forall t \quad (20)$$

### B. Linearização do PNLIM

As restrições (18) e (19) apresentam um caráter não linear devido ao cálculo dos valores absolutos. No entanto, um modelo de programação linear agrega eficiência na resolução de problemas grandes e complexos, possibilita a obtenção de soluções viáveis e ótimas, além de ter compatibilidade com solucionadores comerciais e de código aberto. Deste modo, o modelo apresentado anteriormente é transformado em um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM), para isso as variáveis contínuas auxiliares  $b_t^{ch+}$ ,  $b_t^{ch-}$ ,  $b_t^{dis+}$  e  $b_t^{dis-}$  são adicionadas para substituir a diferença das variáveis binárias  $b_t^C$  e  $b_t^D$ , como mostrado em (21) – (26), conforme apresentado em [13], [14].

$$b_t^C - b_{t-1}^C = b_t^{ch+} - b_{t-1}^{ch-} \quad \forall t \quad (21)$$

$$0 \leq b_t^{ch+} \leq 1 \text{ e } 0 \leq b_{t-1}^{ch-} \leq 1 \quad \forall t \quad (22)$$

$$\sum_{t \in T} (b_t^{ch+} - b_{t-1}^{ch-}) \leq \underline{\Delta}^C \quad \forall t \quad (23)$$

$$b_t^D - b_{t-1}^D = b_t^{dis+} - b_{t-1}^{dis-} \quad \forall t \quad (24)$$

$$0 \leq b_t^{dis+} \leq 1 \text{ e } 0 \leq b_{t-1}^{dis-} \leq 1 \quad \forall t \quad (25)$$

$$\sum_{t \in T} (b_t^{dis+} - b_{t-1}^{dis-}) \leq \underline{\Delta}^D \quad \forall t \quad (26)$$

Finalmente, a formulação do PLIM em (1) – (17), (20) – (26) obtêm a operação ótima estocástica para o dia seguinte na microrrede considerando o despacho do BESS, o carregamento do VE e o fluxo de potência ótimo para cada cenário, período de tempo e contingência.

### C. Geração de cenários

A análise estocástica baseada em cenários permite explorar uma ampla gama de possibilidades e desenvolver estratégias robustas em um ambiente incerto. No entanto, existem limitações computacionais, disponibilidade limitada de dados históricos ou empíricos, assim como também, maior complexidade na análise.

Assim, as incertezas associadas à geração FV e à disponibilidade do VE na estação de carregamento são modeladas através de uma abordagem baseada em cenários, conforme apresentado em [15], [16]. Foram definidos três cenários de geração FV correspondentes a dias de baixa, média e alta geração (Figura 1), conforme dados coletados *in loco*; e quatro cenários de disponibilidade para recarga de um VE no eletroposto em diferentes horários (Tabela 1). Para definição dos cenários de disponibilidade do VE no eletroposto, foi realizada uma pesquisa empírica aos usuários do local de instalação da microrrede.

A partir da combinação dos cenários independentes foram gerados 12 cenários, conforme ilustrado na Figura 2. Adicionalmente, cada cenário apresenta uma probabilidade associada de ocorrência ( $Prob_s$ ), que pode ser obtida por meio de análise histórica ou inferência estatística.

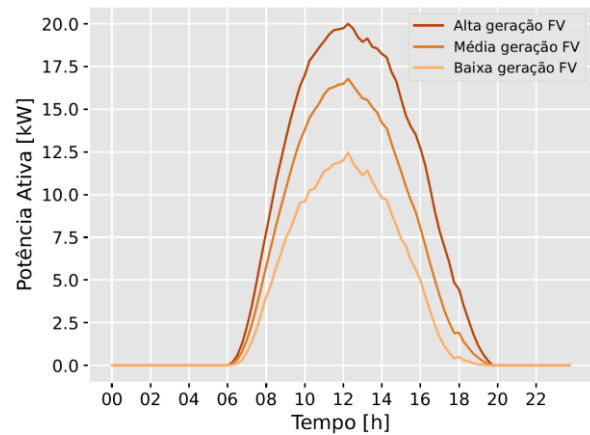


Fig. 1. Cenários determinísticos de alta, média e baixa geração FV.

TABELA 1. CENÁRIOS DE DISPONIBILIDADE DO VE NO ELETROPOSTO

Scenarios ( $t_a - t_d$ )			
A	B	C	D
00h – 9h	10h – 13h	14h – 17h	16h – 23h

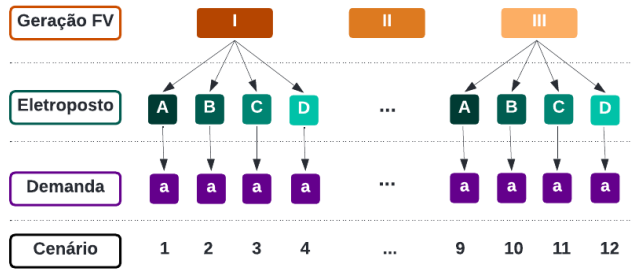


Fig. 2. Geração de cenários para modelagem estocástica.

### III. TESTES E RESULTADOS

#### A. Sistema teste: Microrrede NanoGRID

A microrrede NanoGRID CC será implantada na sede da CPFL Energia em Campinas-SP. O desenvolvimento desta microrrede faz parte do escopo do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico - P&D MERGE [17]. O objetivo principal da NanoGRID é apresentar um hub de tecnologias voltadas para microrredes CC. A microrrede será composta por 20 kWp de geração FV, um BESS com capacidade nominal de 52 kWh/50 kW, um eletroposto com capacidade máxima e mínima de recarga de 50kW/10kW, respectivamente; e cargas CC pertencentes a uma sala de convivência, tais como, cafeteira, tomadas USB, geladeira, bebedouro, ar condicionado e iluminação, conforme mostra a Figura 3.

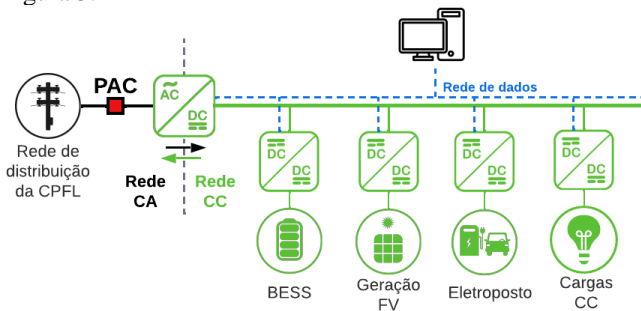


Fig. 3. Topologia da microrrede NanoGRID CC.

Devido a pequena influência das cargas da sala de convivência sob as potências dos demais REDs, para demanda foi considerado apenas um cenário.

#### B. Resultados

A formulação para o problema estocástico da operação ótima da microrrede NanoGRID foi implementada na linguagem de programação *PuLP Python* [17] e resolvida com o solver CBC [18], utilizando um computador com um processador Intel Core i7-9750H. A operação da microrrede NanoGRID é analisada para os 12 cenários, considerando que interrupções não planejadas podem acontecer a qualquer instante. O conjunto de contingências  $C$  considera todos os intervalos de tempo  $\{1, \dots, T\}$  nos quais uma falha pode ocorrer. No entanto, devido à alta carga computacional do problema, os resultados são analisados considerando uma contingência aleatória das 15h às 16h. Além disso, é considerado um horizonte de operação de 24 horas, com variação de tempo de 15 minutos.

Os custos de compra de energia da rede principal são exibidos na Figura 4, conforme custos da tarifa branca CPFL

Paulista [19]. A Tabela 2 contém os parâmetros iniciais utilizados para resolver o problema apresentado. Adota-se uma região de operação ou estado de carga para o BESS e para o sistema de armazenamento do VE entre 20% e 90%, a fim de reduzir a possibilidade de danos ao componente e atingir maior eficiência [20]. Além disso, assume-se uma probabilidade uniforme de ocorrência de cada cenário.

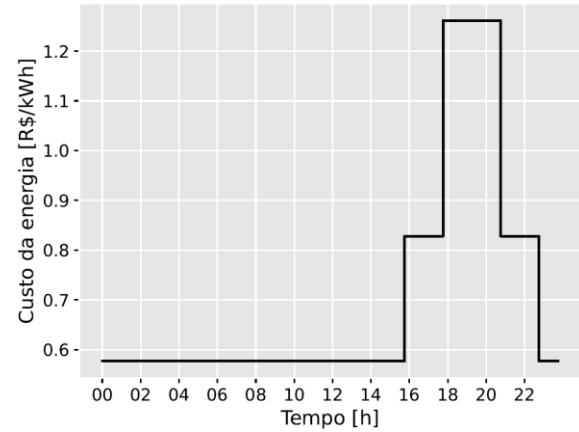


Fig. 4. Custo de compra de energia da rede principal em (R\$/kWh) [19].

TABELA 2. CENÁRIOS DE DISPONIBILIDADE DO VE NO ELETROPOSTO

$\alpha^c$	10 [R\$/kWh]	$\bar{P}^{B-}, \bar{P}^{B+}$	50 [kW]
$\underline{\Delta}^C, \underline{\Delta}^D$	2 [-]	$\underline{P}^{B-}, \underline{P}^{B+}$	5 [kW]
$\bar{E}^B$	46,8 [kWh]	$\bar{P}^{PAC}$	150 [kW]
$\bar{E}^{VE}$	46,8 [kWh]	$\bar{P}^{VE}$	50 [kW]
$E^{B,ini}, E^B$	10,4 [kWh]	$E^{VE,ini}$	10,4 [kWh]
$\eta^B, \eta^{VE}$	0,95 [%]	$\Delta t$	15 [min]
$\Delta c$	1 [h]	$\bar{E}^{VE}$	10,4 [kWh]

O objetivo do problema é minimizar os custos operacionais médios para uma operação do dia seguinte (*day-ahead operation*); minimizando o custo da compra de energia da rede principal e penalizando o corte de carga durante uma operação ilhada. A solução do modelo fornece o despacho operacional ótimo para o BESS, carregador do VE, injeções/extrações de potência no PAC, corte de carga e/ou desconexão da geração FV, se necessário. O problema é resolvido uma única vez, contemplando a operação do dia seguinte para a microrrede, considerando os 12 cenários de operação. Desta forma, o custo operacional médio obtido foi de 953 u.m, com um tempo de solução de 3,24 segundos.

A Figuras 5 apresenta o despacho ótimo e o estado energético do BESS para uma operação do dia seguinte definido pelo otimizador de despacho econômico. Como mencionado, o BESS contém um único despacho ótimo independente do cenário de operação, carregando ao longo do dia aproveitando a potência gerada pelo sistema FV; e descarrega a partir das 16h, momento em que a compra de energia da rede está em seu valor intermediário.

As Figuras 6, 7, 8 e 9 exibem a operação ótima da microrrede NanoGRID para os 12 cenários analisados, considerando a operação sem contingência e com contingência (15h às 16h). Os cenários 1 ao 4 apresentam o perfil de alta geração FV, cenários 5 ao 8 média geração FV e os cenários 9 ao 12, baixa geração FV.

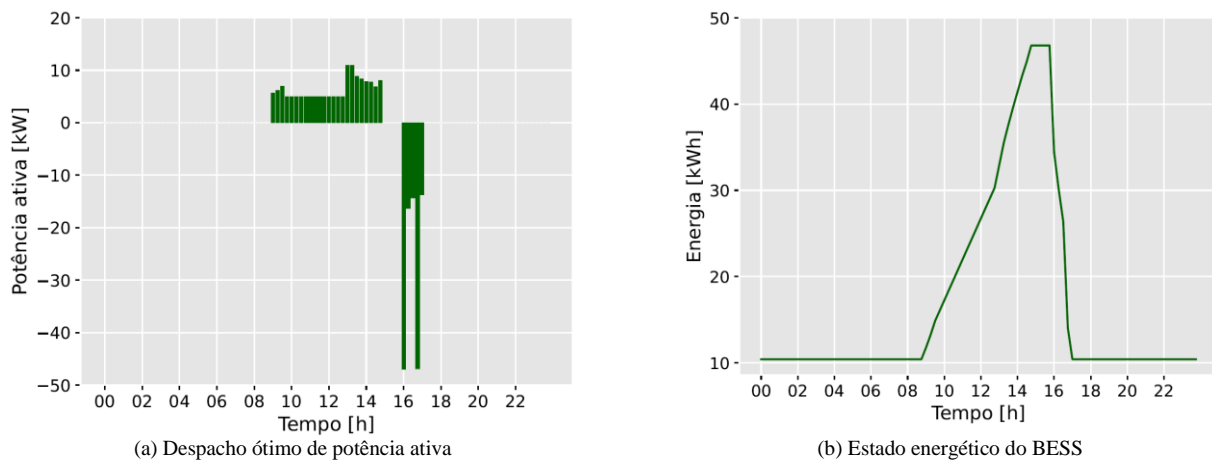


Fig. 5. Despacho ótimo definido pelo otimizador de despacho econômico para operação do BESS.

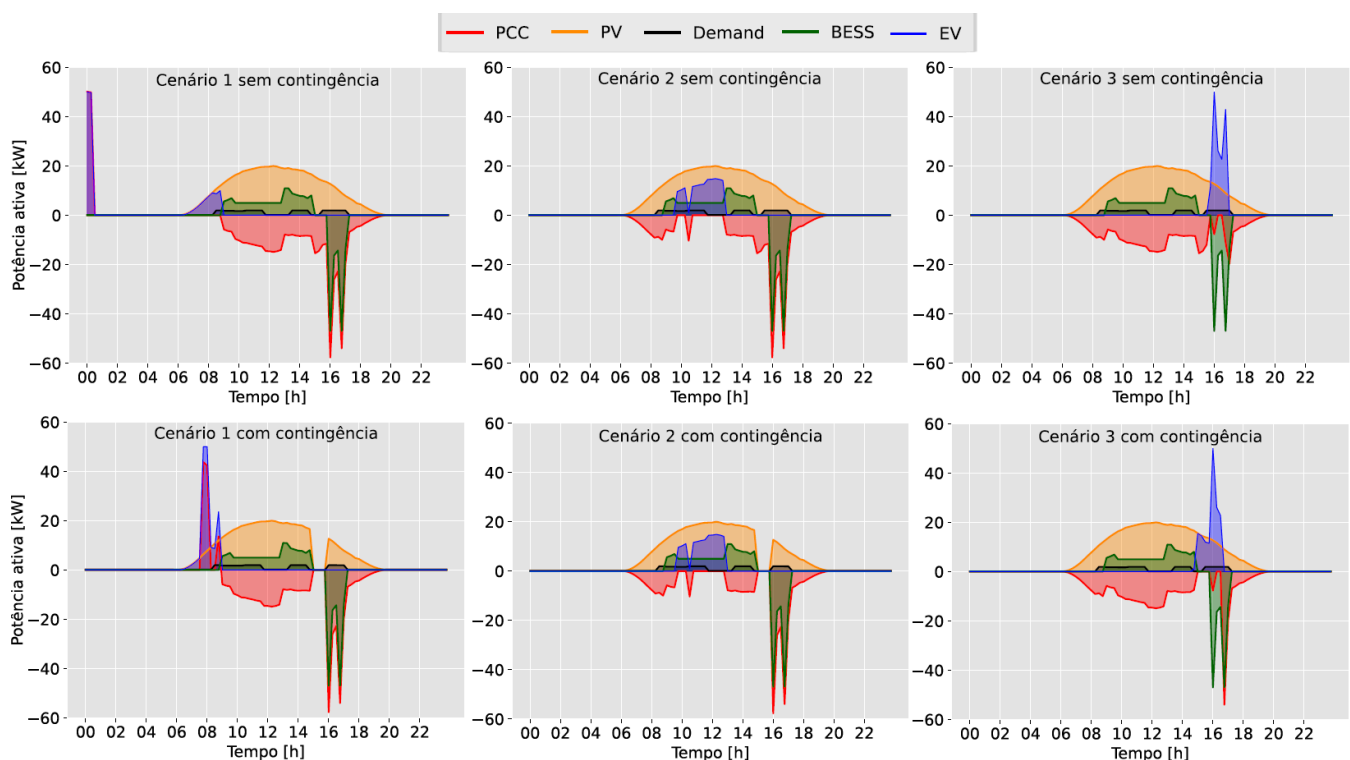


Fig. 6. Cenários 1, 2 e 3 sem e com contingência.

Assume-se que o VE chega na estação de carregamento com 20% de seu estado de carga e ao partir deve estar carregado com 90% de sua capacidade, conforme [20]. Cenários 1, 5 e 9, o VE fica disponível na estação de carregamento entre os horários 00h e 10h. Nos cenários 2, 6 e 10, o VE está disponível para recarga das 10h às 13h. Já nos cenários 3, 7 e 11, o VE chega às 14h e parte às 17h. Por fim, nos cenários 4, 8 e 12, o VE chega às 16h e parte às 23h.

O carregamento ótimo definido pelo EMS para o VE com disponibilidade entre os horários 00h às 09h (cenários 1, 5 e 9) na operação sem contingência, ocorre em parte ao longo da madrugada e também pela manhã, aproveitando a geração FV. Por outro lado, na operação com contingência, nos mesmos cenários, o carregamento é realizado no início da manhã. Como trata-se de uma operação estocástica e o custo da energia é o mesmo neste intervalo de disponibilidade do VE, o ideal é realizar o carregamento do VE ao longo da

madrugada e carregar o BESS ao longo do dia. Adicionalmente, nestes cenários durante a contingência (15h às 16h) houve corte de carga e desconexão da geração FV.

O cenário 2 apresenta alta geração FV e o VE têm disponibilidade na estação de carregamento entre os horários 10h às 13h. Assim a potência proveniente da geração FV é responsável pelo carregamento do VE, suprimento da demanda e carregamento do BESS. Já nos cenários 6 e 10 (média e baixa geração FV, com a mesma disponibilidade do VE) parte da potência para o carregamento do VE é proveniente da geração FV e o restante da rede.

Como a microrrede foi dimensionada para fornecer energia para carregamento de um VE durante operação ilhada, é possível observar que nos cenários 3, 7 e 11 (disponibilidade do VE das 14h às 17h), mesmo diante de uma contingência (15h às 16h), o carregamento do VE é realizado. Observa-se também que toda demanda é suprida pelo BESS e pela geração



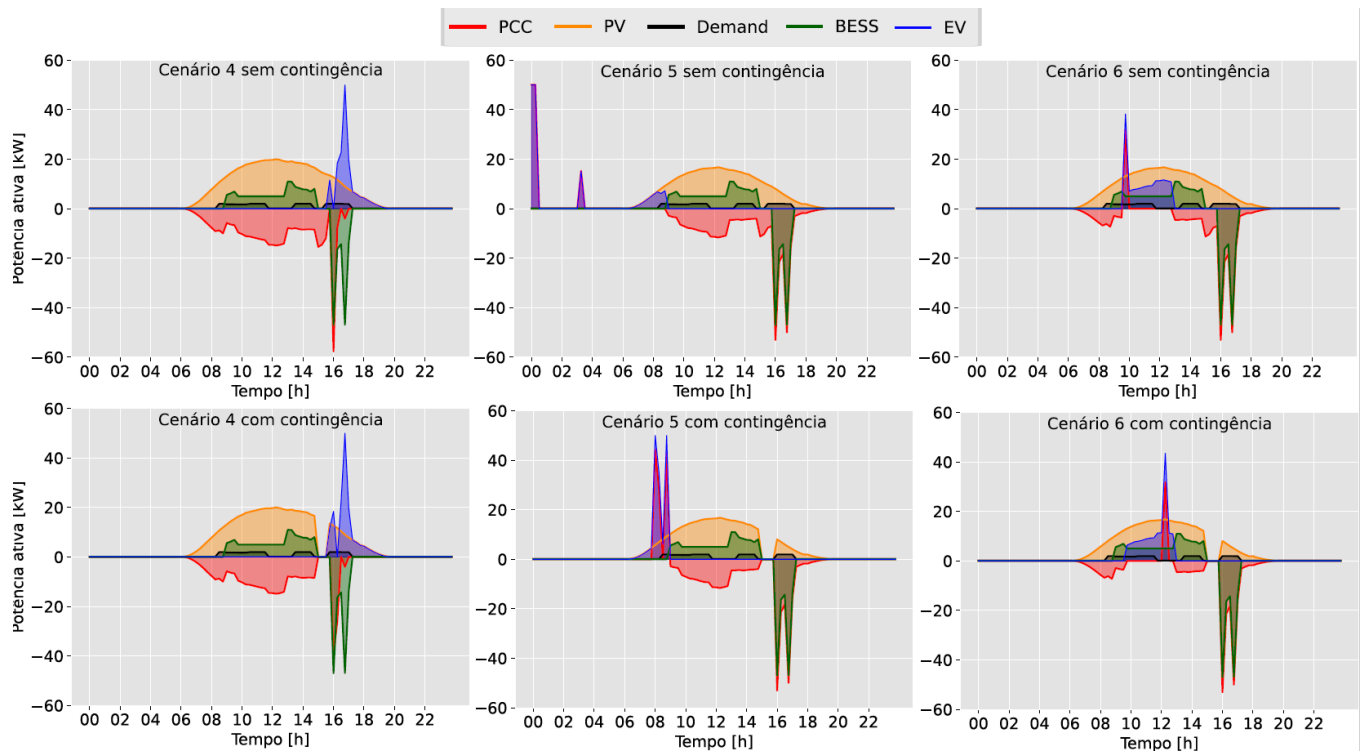


Fig. 7. Cenários 4, 5 e 6 sem e com contingência.

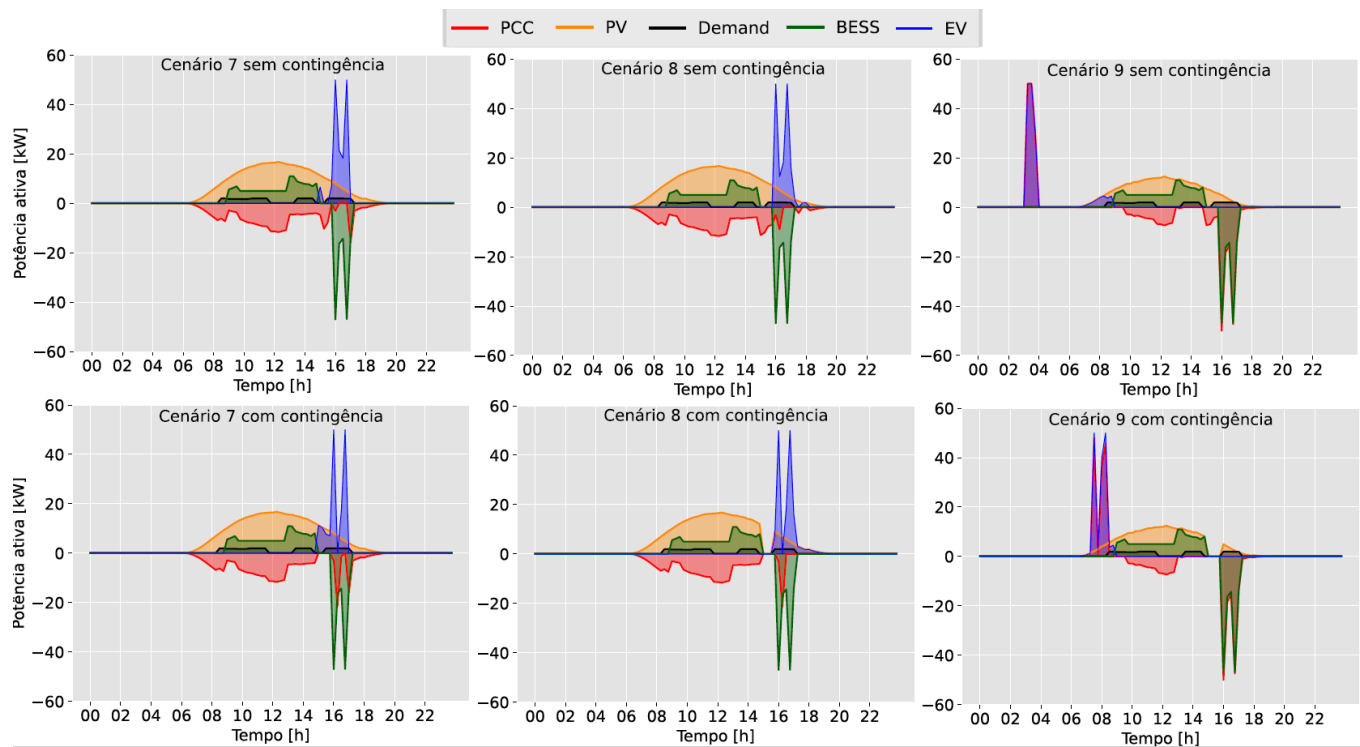


Fig. 8. Cenários 7, 8 e 9 sem e com contingência.

FV, não havendo corte de carga, nem desconexão da geração FV.

Nos cenários 4, 8 e 12, o VE têm disponibilidade de carregamento entre às 16h e 23h. Como no despacho ideal definido para o BESS a descarga ocorre a partir das 16h, o

otimizador de despacho econômico define o carregamento do VE nestes momentos, aproveitando a descarga do BESS. Observa-se no caso 4 que, a partir das 17h, o VE é carregado com potência proveniente do BESS. Por outro lado, no cenário 12 (geração FV baixa) o VE fica totalmente carregado apenas às 23h.

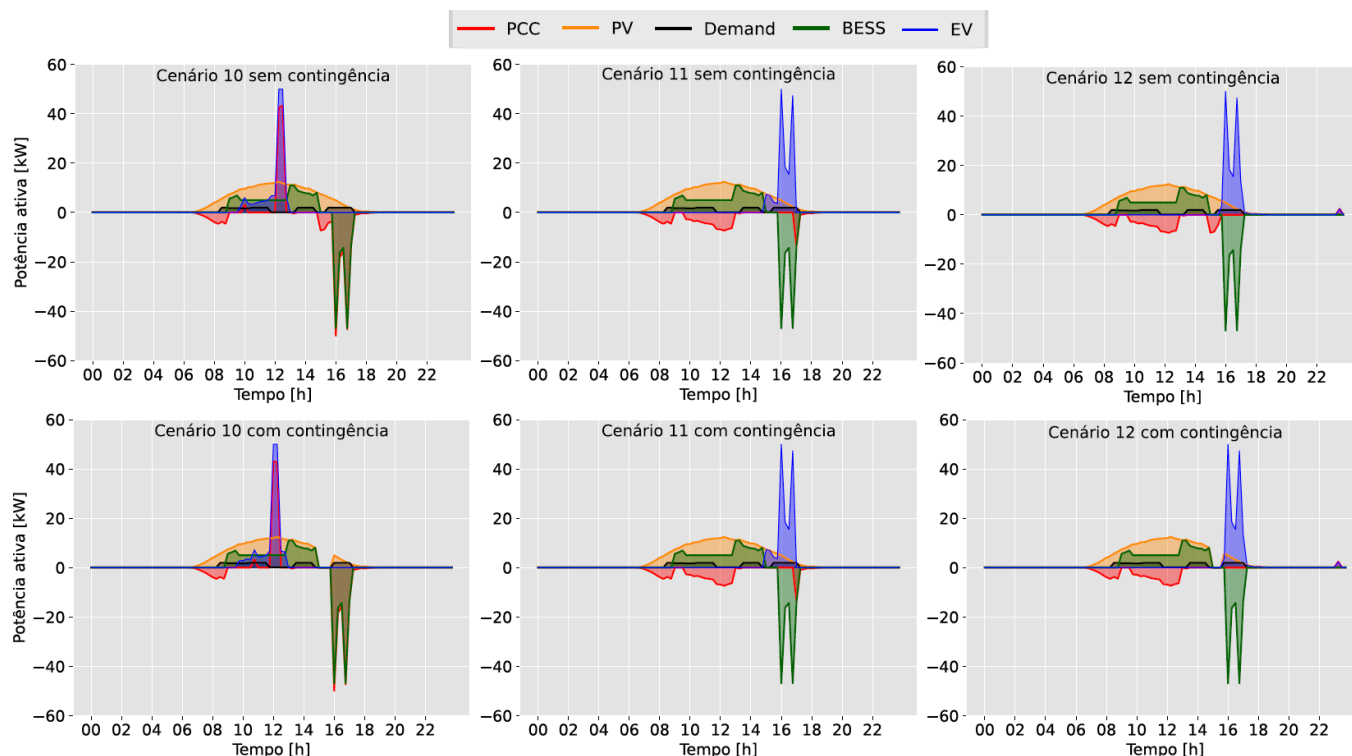


Fig. 9. Cenários 10, 11 e 12 sem e com contingência.

Adicionalmente, nos cenários 4, 8 e 12 houve corte de carga e desconexão da geração FV durante 45 minutos da contingência. Nos 15 minutos de interrupção restantes, a geração FV é capaz de suprir a demanda e o carregamento do VE, até o momento em que a rede retorna e o BESS inicia sua descarga.

## CONCLUSÕES

Um modelo de programação linear inteira mista estocástico para operação ótima de microrredes CC foi apresentado, cuja formulação considera interrupções não planejadas de energia que podem acontecer a qualquer momento, forçando uma operação isolada da rede principal. Além disso, a formulação proposta fornece o despacho ótimo do BESS, recarga dos veículos elétricos (VE), injeções e extrações de potência no ponto de acoplamento comum (PAC) com a rede, assim como também desconexão da geração fotovoltaica (FV) e/ou corte de carga durante uma operação isolada da rede, para uma operação do dia seguinte. As incertezas associadas à geração FV e à disponibilidade do VE na estação de carregamento foram consideradas por meio de uma abordagem baseada em cenários. A metodologia proposta foi testada utilizando dados da microrrede NanoGRID, que será implantada na sede da CPFL Energia em Campinas-SP.

Os resultados mostram que o sistema de armazenamento de energia (BESS, *Battery Energy Storage System*) possui papel fundamental para agregar resiliência e confiabilidade de energia durante uma operação ilhada da microrrede. Além disso, contribui para redução de custos de operação durante carregamento de VE em horários em que o custo da energia é maior. Também é observado que o BESS carrega ao longo do dia, aproveitando a geração FV e descarrega no momento em

que há necessidade de carregamento de um VE e o custo da energia é maior. Adicionalmente, a geração FV também possui um papel importante na operação da microrrede, apesar de ser uma fonte de energia intermitente, contribui para redução de emissões de gases e redução de custos. Portanto, o método proposto mostra-se energeticamente eficiente, priorizando o uso de recursos energéticos renováveis locais como fonte de energia e, consequentemente, tornando a operação da microrrede mais sustentável, com maior confiabilidade e resiliência.

## AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP (Bolsas: 2019/17306-1, 2022/03441-7 e 2018/23617-7; e projetos temáticos 2021/11380-5 e 2016/08645-9. Este trabalho também é desenvolvido no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: "MERGE – Desenvolvimento de Microrredes Eficiente, Confiáveis e Sustentáveis", regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

## REFERENCIAS

- [1] F. S. Al-Ismael, "DC Microgrid Planning, Operation, and Control: A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36154–36172, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3062840.
- [2] S. Ali, Z. Zheng, M. Aillerie, J. P. Sawicki, M. C. Péra, and D. Hissel, "A review of dc microgrid energy management systems dedicated to residential applications," *Energies*, vol. 14, no. 14, pp. 1–26, 2021, doi: 10.3390/en14144308.
- [3] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E.

- Ibarra, "AC and DC technology in microgrids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [4] S. Ansari, A. Chandel, and M. Tariq, "A Comprehensive Review on Power Converters Control and Control Strategies of AC/DC Microgrid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 17998–18015, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3020035.
- [5] A. Muhtadi, D. Pandit, N. Nguyen, and J. Mitra, "Distributed Energy Resources Based Microgrid: Review of Architecture, Control, and Reliability," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, no. 3, pp. 2223–2235, 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3065329.
- [6] R. Zamora and A. K. Srivastava, "Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 7, pp. 2009–2018, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.03.019.
- [7] S. Al-Sakkaf, M. Kassas, M. Khalid, and M. A. Abido, "An energy management system for residential autonomous DC microgrid using optimized fuzzy logic controller considering economic dispatch," *Energies*, vol. 12, no. 8, 2019, doi: 10.3390/en12081457.
- [8] M. F. Zia, M. Nasir, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Energy management system for an islanded renewables-based DC microgrid," *2020 2nd Int. Conf. Smart Power Internet Energy Syst. SPIES 2020*, pp. 543–547, 2020, doi: 10.1109/SPIES48661.2020.9242919.
- [9] M. A. Mosa and A. A. Ali, "Energy management system of low voltage dc microgrid using mixed-integer nonlinear programming and a global optimization technique," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, no. July 2020, p. 106971, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106971.
- [10] Z. Zhao *et al.*, "Distributed Robust Model Predictive Control-Based Energy Management Strategy for Islanded Multi-Microgrids Considering Uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2107–2120, 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3147370.
- [11] J. Zhao, R. Meng, L. Wang, B. Wei, X. Han, and Y. Liu, "Research on Optimal Dispatching of DC Microgrid Considering the Demands of Electric Vehicle Users," *Proc. 2021 IEEE Int. Conf. Power Electron. Comput. Appl. ICPECA 2021*, pp. 470–476, 2021, doi: 10.1109/ICPECA51329.2021.9362617.
- [12] S. Wang, Y. Wei, L. Lu, M. Ouyang, and K. Sun, "A Novel Framework for Optimal Sizing of A DC Microgrid Considering Energy Management and Battery Degradation," in *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration*, 2020, pp. 39–44.
- [13] L. H. S. Santos, J. A. A. Silva, J. C. Lopez, N. B. Arias, M. J. Rider, and L. C. P. Da Silva, "Integrated optimal sizing and dispatch strategy for microgrids using HOMER Pro," *2021 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2021*, 2021, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543015.
- [14] L. Viola, L. C. P. Da Silva, and M. J. Rider, *Optimal Operation of Battery and Hydrogen Energy Storage Systems in Electrical Distribution Networks for Peak Shaving*.
- [15] J. A. A. Silva, J. C. Lopez, N. Bañol Arias, M. J. Rider, and L. C. P. da Silva, "An Optimal Stochastic Energy Management System for Resilient Microgrids," *Appl. Energy*, vol. 300, no. July, p. Submitted, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117435.
- [16] F. Santos *et al.*, "Novel Multi-Stage Stochastic DG Investment Planning with Recourse," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 164–178, 2017.
- [17] S. Mitchell, A. Kean, A. Mason, M. O'Sullivan, A. Phillips, and F. Peschiera, "Optimization with PuLP." <https://coin-or.github.io/pulp/#> (accessed Dec. 20, 2020).
- [18] COIN-OR, "COIN-OR Branch and Cut solver (CBC)," 2016. <https://www.coin-or.org/>.
- [19] ANEEL, "Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia," 2023. <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Accessed Jun, 27, 2023.
- [20] T. T. Oliveira, D. R. R. Penido, L. R. Araujo, "Optimal Allocation and Battery Operations for Voltage Constraint and Loss Reduction," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16 (7), 2018.