

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas**

**Juliana Ribas Monteiro**

**Itajubá, Novembro de 2020**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Juliana Ribas Monteiro**

**Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutora em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza**

**Novembro de 2020  
Itajubá – MG**

As informações são fornecidas pela Biblioteca Mauá - BIM

MONTEIRO, Juliana Ribas

Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas / Juliana Ribas Monteiro.

Itajubá: UNIFEI, 2020.

127p.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, 2020.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza.

1. Microrredes. 2. estações de energia móveis renováveis. 3. ilhamento programado. 4. estratégia de gerenciamento de energia. I. Zambroni de Souza, Antonio Carlos. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Juliana Ribas Monteiro**

**Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas**

Tese aprovada por banca examinadora em 06 de Novembro de 2020, como parte dos requisitos para obtenção do Título de *Doutora em Ciências em Engenharia Elétrica*.

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Julio Cesar Stachini de Souza

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi

Profa. Dra. Eliane Valença Nascimento de Lorenci

**Itajubá  
2020**

Aos meus pais.  
À minha querida avó (*in memoriam*).

## **Agradecimentos**

A Deus, pela força, proteção, pelas pessoas maravilhosas que passaram e as que estão presentes na minha vida e por tudo que conquisei. Peço sabedoria para continuar minha caminhada.

Aos meus pais Luiz Carlos e Maria Inês, pelo incentivo e apoio que sempre me deram.

À minha irmã Maíra e ao meu cunhado Yuri, pelas ideias e soluções de dúvidas que contribuíram para a construção deste trabalho.

Ao meu irmão Luiz Fernando, pelo companheirismo e amizade.

Ao meu namorado Eugênio, pelo carinho, paciência e motivação.

Aos meus familiares e amigos, pela companhia mesmo que distante.

Um agradecimento especial aos Professores Zambroni e Isaias, pela atenção, paciência na solução das dúvidas, pelo tempo dedicado e amizade.

Aos servidores técnico-administrativos e Professores da UNIFEI, pela atenção.

À banca examinadora, pelas sugestões construtivas.

Aos colegas do GESis, do IFRJ e da AEDB.

À CAPES, pela bolsa de doutorado.

E a todos os meus Professores, que de certa forma contribuíram para a construção do meu conhecimento e me inspiraram na minha profissão. O conhecimento demora para construir, tem que ter paciência e está sempre em construção, representa algo valioso, a liberdade.

“O segredo é não correr atrás das borboletas... É cuidar do jardim para que elas venham até você”.

(D. Elhers)

## Resumo

Novas oportunidades possibilitadas pelas estações de energia móveis renováveis (RMPSs), em conjunto com a capacidade das microrredes (MGs) de operar ilhadas da rede principal, apresentam uma provável solução para garantir novos requisitos de confiabilidade do sistema de energia diante do crescente número de eventos disruptivos graves.

Nesta perspectiva, este trabalho propõe um novo método inteligente de alocação de RMPS para dar suporte a MGs durante operações ilhadas programadas. Neste modo de operação, a operação ilhada de uma MG é planejada previamente para mitigar os efeitos causados por possíveis contingências previsíveis, por exemplo eventos relacionados ao clima, bem como a manutenção programada. Para isso, primeiro é proposta uma nova estratégia de gerenciamento de energia (EMS), baseada em programação dinâmica e projetada especificamente para operações ilhadas programadas de uma MG. Em seguida, é desenvolvido um método de otimização por enxame de partículas (PSO) modificado para garantir um espaço de pesquisa contínuo em face de políticas de corte de carga discretas para determinar a alocação adequada da RMPS.

O método proposto é simulado para diferentes cenários de um sistema de uma MG, considerando a capacidade local de geração distribuída, a penetração de veículos elétricos, o corte de carga com base em grupos prioritários e os limites técnicos e operacionais. Os resultados obtidos mostram a capacidade da abordagem proposta de melhorar significativamente a capacidade de serviço de uma MG durante a operação ilhada programada.

Palavras chave: microrredes, estações de energia móveis renováveis, ilhamento programado, estratégia de gerenciamento de energia.

## **Abstract**

New opportunities enabled by renewable mobile power stations (RMPSs), in association with microgrids (MGs) ability to operate islanded to the main grid, presents a likely solution to ensure power system novel reliability requirements in face of the increasing number of severe disruptive events.

In this perspective, this work proposes a novel intelligent RMPS allocation method to support MGs during scheduled islanded operation. In this operating mode, the isolated operation of a MG is beforehand planned to mitigate the effects caused by possible predictable contingencies, e.g. weather-related events, as well as programmed maintenance. For this, first a novel energy management strategy (EMS) based on dynamic programming specifically designed for MG scheduled islanded operation is proposed. Next, a particle swarm optimization (PSO) method modified to ensure a continuous search space in the face of discrete load shedding policies is developed to determine the adequate allocation of RMPS.

The proposed method is simulated for different scenarios for a MG system considering local distributed generation capacity, electric vehicles' penetration, load shedding based on priority groups, as well as technical and operational limits. The obtained results showcase the proposed approach's ability to meaningfully improve MG service capacity during scheduled islanded operation.

**Key-words:** microgrids, renewable mobile power stations, scheduled islanding, energy management strategy.

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ABO	<i>Average best objective</i>
AI	<i>Artificial intelligence</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEST	<i>Battery-based energy storage transportation</i>
BI	<i>Backward induction</i>
DER	<i>Distributed energy resource</i>
DG	<i>Distributed generation</i>
DOD	<i>Depth of discharge</i>
DP	<i>Dynamic programming</i>
EM	<i>Energy management</i>
EMS	<i>Energy management strategy</i>
ESS	<i>Energy storage system</i>
EV	<i>Electric vehicle</i>
Fib	Fibonacci
HEGS	<i>Hybrid energy generating station</i>
Li-ion	Bateria de lítio-íon
MBESS	<i>Mobile battery energy storage system</i>
MER	<i>Mobile emergency resource</i>
MESS	<i>Mobile energy storage system</i>
MG	<i>Microgrid</i>
MPS	<i>Mobily power station</i>
NiMH	Bateria de níquel metal hidreto
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPF	<i>Optimal power flow</i>
PCC	<i>Point of common coupling</i>
PQ	Barra de carga
PRER	<i>Portable renewable energy resource</i>
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>

p.u.	Por unidade
PV	Barra de geração
RES	<i>Renewable energy resource</i>
RMPS	<i>Renewable mobile power station</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	<i>Smart grid</i>
SW	Barra <i>swing</i> ou de referência
TESS	<i>Transportable energy storage system</i>
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i>

## Lista de Símbolos

### *Índices e Conjuntos*

$A, B, C, D$ e $E$	Etiquetas das cidades
$A, B_1, B_2, C_1,$ $C_2, C_3, C_4$ e $C_5$	Etiquetas dos nós da árvore de decisão
$c$	Sobrescrito dos casos I – IV
$i, j \in \mathcal{N}$	Índice de nós do sistema
$i, l \in \mathcal{N}_{RMPS}$	Índice de barras do conjunto de $\mathcal{N}_{RMPS}$
$j \in \mathfrak{M}$	Índice de barras do conjunto de áreas
$k, l \in \mathcal{K}$	Partículas da PSO
$\ell, \ell^\dagger \in LV$	Índice para classificação de prioridade de carga
$m \in \mathcal{M}$	Índice da MG
$\mathbb{N}$	Conjunto de números naturais
$n$ ( $n_A$ ) ( $n_B$ ) ( $n_C$ )	Números de nós do sistema (fase A) (fase B) (fase C)
$n$	Fibonacci de $n$
$\mathcal{N}_{DG}$ ( $\mathcal{N}_{EV}$ ) ( $\mathcal{N}_G$ ) ( $\mathcal{N}_L$ )	Conjunto de DGs (EVs) (DERs) (cargas)
$l \in \mathcal{N}_m$ ( $\mathcal{N}_{RMPS}$ )	Conjunto de nós candidatos (alocados) da RMPS
$LV$	Nível de prioridade de carga
$t$ ( $t_0$ ) ( $t_S$ )	Iteração atual (inicial) (final) da PSO
$v$	Conjunto de linhas de transmissão
$\Phi^{(\ell)}$	Conjunto de todas as soluções candidatas para o grupo de prioridades de carga $\ell$
$\beta$	Índice de posição da solução candidata
$ \cdot $	Cardinalidade de um conjunto
$p$	Plano $PL - LV1, \dots, PL - LV'N'$

### *Parâmetros*

$B_i$	Capacidade de armazenamento da bateria no nó $i$
-------	--

$B_{ij}$	Susceptância
$c_1, c_2$	Coefficientes de aceleração da velocidade
$G_{ij}$	Condutância
$K$	Matriz de incidência
$\kappa$	Parâmetro de velocidade do método da continuação
$n$	Modelo de carga
$P_{max}$	Potência ativa máxima
$runs$	Total de execuções independentes do algoritmo
$r_1, r_2$	Sequências aleatórias de velocidade
$s$	Intervalo de espaço de pesquisa da PSO
$S_{G,i}^{(DG)}$	Potência nominal da DG
$T_{isl} (T_{prog})$	Tempo de desconexão (reconexão) da MG
$w$	Peso de inércia
$Y$	Matriz de admitância
$Z$	Matriz de impedância
$\alpha, \beta, \gamma$	Coefficientes da turbina eólica
$\alpha_{zp} (\beta_{Ip}) (\gamma_{Pp})$	Percentuais de impedância (corrente) (potência) constante
$\lambda$	Parâmetro de velocidade
$\lambda_l$	Parâmetro de crescimento de carga
$\omega_i (\omega_i^r) (\omega_i^{ci}) (\omega_i^{co})$	Velocidade atual (nominal) ( <i>cut-in</i> ) ( <i>cut-off</i> ) do vento no nó $i$
$t, \Delta t$	Passo de tempo
$\Delta T_{isl}$	Duração do tempo de desconexão da MG
$\Delta \lambda_l$	Variação do parâmetro de crescimento de carga
$\zeta_{iter}$	Número pré-determinado de iterações
$\zeta_{tol}$	Tolerância à estagnação

### **Variáveis**

$C_s$	Critério de parada do método da continuação
$H, M, N$ e $L$	Submatrizes de $J$

$I_G^{A,B,C}$	Corrente de geração de cada fase
$I_i (I_{ij})$	Corrente do nó (ramo)
$I_L^{A,B,C}$	Corrente de carga de cada fase
$I_{sh}^{A,B,C}$	Corrente de <i>shunt</i> de cada fase
$J$	Matriz Jacobiana
$P_G (P_G^{(DG)}) (P_G^{(RMPS)})$ $(P_G^{(ESS)}) (P_G^{(Main)})$ $(P_G^{(MG)}) (P_G^{(RES)})$	Geração de potência ativa disponível (DG) (RMPS) (EV) (rede principal) (MG) (RES)
$P_{G,i}^{(RMPS),\omega_i}$	Potência da turbina sem limites de velocidade do vento
$P_g (P_{g0})$	Potência ativa gerada (inicial)
$P(P_i) (P_0)$	Potência ativa (calculada) (inicial)
$P_{specified} (P_{G,specified}^{A,B,C})$	Potência ativa especificada (para cada fase)
$P_{G,i}^m$	Geração local no nó $i$ na MG $m$
$P_L^{(\ell)} (P_L^{(MG)})$	Carga para o respectivo grupo de prioridade de carga $\ell$ (MG)
$P_l (P_{l0})$	Potência ativa consumida (inicial)
$P_{loss}^{(\ell)}$	Perdas ativas para o respectivo grupo de prioridade de carga $\ell$
$P_l^{DS}$	Carga ativa total do sistema de distribuição
$P_{l,109}^{TS}$	Carga ativa total da barra 109 do sistema de transmissão
$Q_{specified} (Q_{G,specified}^{A,B,C})$	Potência reativa especificada (para cada fase)
$Q_{G,i}^{(DG)}$	Geração de potência reativa da DG
$Q_g$	Potência reativa gerada
$Q (Q_i) (Q_o)$	Potência reativa (calculada) (inicial)
$Q_l (Q_{l0})$	Potência reativa consumida (inicial)
$Q_l^{DS}$	Carga reativa total do sistema de distribuição
$Q_{l,109}^{TS}$	Carga reativa total da barra 109 do sistema de transmissão
$S_{specified}^{A,B,C}$	Potência aparente especificada para cada fase

$scan\ time$	Tempo de execução do algoritmo
$SOC$	Nível de energia
$t_1, t_2$	Pontos mais sensíveis no <i>ranking</i> de $TV$
$TV (TV_{rank}) (TV_i) (TV_l) (TV_j)$	Vetor tangente (das barras críticas) (da barra $i$ ) (da barra $l$ ) (da barra mais crítica da área $j$ )
$V (V_0)$	Módulo da Tensão (inicial)
$V_i, V_j$	Tensões nodais
$V_aMax, V_bMax, V_cMax$	Tensões máximas das fases $a, b$ e $c$
$V_aMin, V_bMin, V_cMin$	Tensões mínimas das fases $a, b$ e $c$
$v_k$	Velocidades de adaptação para cada partícula $k$
$value_{ABO}$	Melhor valor médio objetivo
$x$	Variável de estado
$\mathcal{X}$	Ponto de operação
$x_k$	Posição atual da partícula
$\psi_k, Y_p$	Partícula ótima local
$\hat{\psi}, \hat{Y}_p$	Partícula ótima global
$z, (z_k)$	Alocação de recursos locais adicionais (RMPS)
$\rho_i$	Número de unidades RMPS comissionadas no nó $i$
$\varphi^{(\ell)} \left( \varphi_S^{(\ell^\dagger)} \right) \left( \varphi_\beta^{(\ell)} \right)$	Estado operacional de um respectivo grupo de prioridade de carga $\ell$ (grupos de prioridade de carga com classificação mais alta $\ell^\dagger$ ) (solução candidata de um respectivo grupo de prioridade de carga $\ell$ )
$\theta, \theta_i, \theta_j, \theta_g, \theta_l$	Ângulo de fase da tensão
$\Delta P$	Variação da potência ativa
$\Delta Q$	Variação da potência reativa
$\Delta V (\Delta V_l)$	Variação da tensão (da carga)

$\Delta\theta, \Delta\theta_g, \Delta\theta_l$	Variação do ângulo de fase da tensão
$\Delta P_G (\Delta P_G^{(+)})$	Capacidade de geração disponível (excedente)
$\Delta V_{ij}$	Queda de tensão nos ramos
$\zeta$	Critério de parada da PSO
$\Psi_{i,j} (\Psi_i)$	Índice de estabilidade de tensão (apenas uma área)
$\Upsilon_j$	Relação da equação

### **Funções**

$f$	Função objetivo da PSO
$\mathcal{F} (\mathcal{F}^{(\ell)}) (\mathcal{F}_\beta^{(\ell)})$	Função de otimização da capacidade de serviço de MGs (um grupo de prioridade de carga genérico com classificação $\ell$ ) (solução candidata $\beta$ e um grupo de prioridade de carga genérico com classificação $\ell$ )
$f$	Função da capacidade de serviço das MGs
$\mathfrak{F}_n$	Função da sequência de Fibonacci
$g, h$	Restrições operacionais e técnicas
$\mathcal{L}$	Função de otimização da função de perdas das MGs
$\max(\cdot)$	Função de maximização
$\min(\cdot)$	Função de minimização
$rank(\cdot)$	Função de classificação
$sat(\cdot)$	Função de saturação
$\mathcal{W}$	Modelo da turbina eólica
$\overline{(\cdot)}, \underline{(\cdot)}$	Limites inferior e superior

# Sumário

Capítulo 1 – Introdução .....	18
1.1 Considerações Iniciais do Trabalho .....	18
1.2 Contextualização do Problema .....	19
1.3 Revisão da Literatura.....	20
1.4 Motivação .....	23
1.5 Objetivos.....	24
1.5.1 Objetivos Gerais .....	24
1.5.2 Objetivos Específicos .....	24
1.6 Estrutura do Trabalho .....	25
Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos .....	26
2.1 Formulação do Fluxo de Potência .....	26
2.1.1 Fluxo de Potência Monofásico Tradicional .....	26
2.1.2 Fluxo de Potência Trifásico Desequilibrado .....	28
2.2 Vetor Tangente .....	31
2.3 Margem de Carga .....	32
2.4 Índice de Estabilidade de Tensão .....	34
2.5 Programação Dinâmica.....	34
2.5.1 Programação Dinâmica por <i>Top-Down</i> .....	36
2.5.2 Programação Dinâmica por <i>Bottom-Up</i> .....	37
2.6 Método de Indução Reversa .....	38
2.7 Otimização por Enxame de Partículas .....	40
2.8 Melhor Valor Médio Objetivo .....	44
Capítulo 3 – Descrição da Microrrede.....	45
3.1 Recursos de Energia Distribuídos .....	46
3.2 Cargas .....	51
3.2.1 Modelo de Carga.....	51
3.2.2 Prioridade de Carga .....	52
3.3 Limites Operacionais e Técnicos .....	53

<b>Capítulo 4 – Método de Alocação de RMPSs para Suporte de MGS durante Operação Ilhada Programada.....</b>	<b>55</b>
<b>4.1 EMS baseada em Programação Dinâmica para MGs sob Operação Ilhada Programada.....</b>	<b>57</b>
<b>4.2 Alocação Inteligente das RMPSs com base em PSO .....</b>	<b>61</b>
<b>Capítulo 5 – Resultados e Análises.....</b>	<b>67</b>
<b>5.1 Análise de Convergência da Alocação Inteligente de RMPS Proposta com base em PSO .....</b>	<b>68</b>
<b>5.2 Alocação Inteligente proposta de RMPSs .....</b>	<b>70</b>
<b>5.3 Avaliação de Desempenho e Análise Comparativa .....</b>	<b>72</b>
<b>5.4 Auxílio na Solução da PSO Modificada Proposta .....</b>	<b>83</b>
<b>Capítulo 6 – Conclusões .....</b>	<b>87</b>
<b>6.1 Considerações Finais .....</b>	<b>87</b>
<b>6.2 Principais Contribuições .....</b>	<b>88</b>
<b>6.3 Propostas de Trabalhos Futuros .....</b>	<b>89</b>
<b>Referências .....</b>	<b>90</b>
<b>Anexo A – Dados do Sistema IEEE 34 Barras.....</b>	<b>99</b>
<b>Anexo B – Dados da Demanda .....</b>	<b>103</b>
<b>Anexo C – Dados do Sistema IEEE 118 Barras.....</b>	<b>116</b>

# Capítulo 1 – Introdução

## 1.1 Considerações Iniciais do Trabalho

O sistema elétrico de potência (SEP) constitui-se de um conjunto de equipamentos e elementos de circuitos elétricos conectados que operam de forma coordenada com o objetivo de fornecer energia elétrica aos consumidores, respeitando padrões de qualidade, confiabilidade, disponibilidade, segurança e custos. No contexto referente ao fornecimento de energia esses sistemas englobam subsistemas como geração, transmissão e distribuição [1].

A crescente conscientização da sociedade pela redução dos impactos ambientais, o compromisso em atender ao aumento da demanda por energia e a possibilidade de novas tecnologias são pilares do novo conceito de redes elétricas. Este novo conceito é chamado de redes inteligentes ou do inglês *smart grids* (SGs). As SGs permitem uma maior integração da geração renovável no sistema elétrico, aumentando a diversificação da matriz energética, consequentemente ajudando a reduzir a emissão de partículas de carbono e gases de efeito estufa [2].

O fluxo de energia elétrica e de informações na rede tradicional é considerado unidirecional, da geração até o consumidor, já nas SGs se dá de forma bidirecional, ou seja, o consumidor pode fornecer energia à rede. A SG é uma arquitetura de rede, mais segura, eficiente e inteligente, que integra e permite ações a todos os consumidores conectados a ela. Para que exista comunicação entre o agente operador do sistema e o consumidor são necessários dispositivos inteligentes para medições, processamentos, atuações e comunicações robustas e confiáveis [2].

As SGs apresentam recursos de autocorreção que permitem melhorar a resiliência, que se refere a capacidade do sistema de energia de suportar turbulências e continuar a fornecer serviços de energia aos consumidores [3].

Uma rápida e completa evolução de todo o sistema tradicional para uma SG não deve ocorrer de um dia para o outro. Pois uma SG requer uma infraestrutura que depende de questões financeiras, técnicas e regulatórias. Esta mudança torna-se mais complexa quando se observa o tamanho do sistema elétrico, geralmente são grandes. Portanto esta evolução está ocorrendo

com a integração de estruturas ou regiões chamadas microrredes ou do inglês *microgrids* (MGs).

## 1.2 Contextualização do Problema

Novos requisitos dos sistemas de energia impostos pelo aumento do consumo, grande penetração de recursos de energia renovável (ou do inglês *renewable energy resources*, RESs) e o crescente impacto e recorrência de desastres naturais [3] – [5] estão impulsionando o desenvolvimento de MGs.

As MGs são compostas de recursos distribuídos de energia (ou do inglês *distributed energy resources*, DERs) e cargas controláveis. Os DERs incluem RESs, geração distribuída ou do inglês *distributed generation* (DG), veículos elétricos ou do inglês *electric vehicle* (EVs) e sistemas de armazenamento de energia ou do inglês *energy storage systems* (ESSs) [6]. A Figura 1.1 ilustra diversos DERs que podem estar presentes nas MGs.

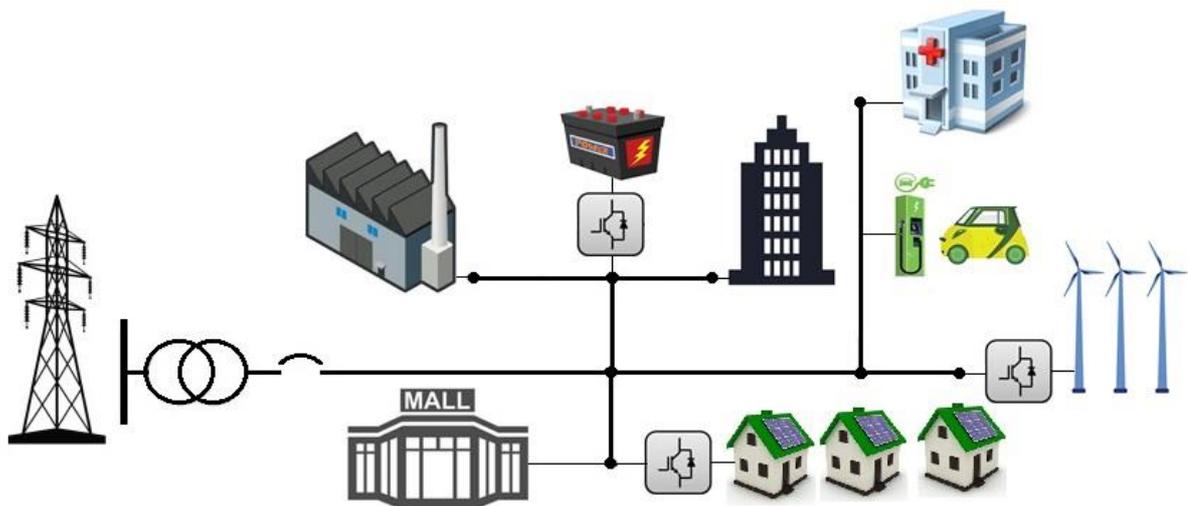


Figura 1.1 – Microrrede típica

Existem diversos tipos, tamanhos, funcionalidades e configurações para as MGs. Geralmente elas podem ser encontradas em faixas de operação de baixa e média tensão (400 V a 69 kV). Podem ser redes grandes e complexas, com até dezenas de MW de tamanho ou podem ser sistemas pequenos e simples, na faixa de centenas de kW, fornecendo apenas para poucos

consumidores. Elas podem operar de forma conectadas à rede e isoladas. Assim, as MGs conectadas à rede possuem um ponto de acoplamento comum ou do inglês *point of common coupling* (PCC) com uma grande rede de energia e devem ser capazes de fazer a transição para o modo de ilha [6].

As MGs fornecem uma solução interessante devido à sua capacidade de operar ilhada da rede principal, melhorando significativamente a confiabilidade do sistema de energia e, conseqüentemente, sua capacidade de serviço [3] – [9].

### 1.3 Revisão da Literatura

Tendo em vista os aspectos operacionais da MG, é necessária a associação de recursos energéticos locais e adequadas estratégias de gerenciamento de energia (ou do inglês *energy management strategies*, EMSs) para garantir o equilíbrio entre demanda/geração do sistema durante a operação ilhada. Uma EMS controla o equilíbrio da demanda/geração do sistema, em especial devido à disponibilidade limitada de recursos locais que podem exigir redução de carga e fornecimento de grupos prioritários, monitora o ponto de acoplamento da rede principal e executa ações de controle com base técnica e econômica [10].

Na literatura, vários trabalhos foram propostos para melhorar o desempenho da operação da MG durante o modo de ilha. Em [11], uma estratégia de fluxo de potência ótimo (ou do inglês *optimal power flow*, OPF) distribuído busca minimizar as perdas da MG durante a operação ilhada. Um gerenciamento de energia (ou do inglês *energy management*, EM) é resolvido utilizando um OPF estocástico e uma otimização Lyapunov [12]. Outro EM, em resposta à demanda, busca maximizar a penetração de energia renovável [13].

O problema da resiliência de MGs é abordado em [10] usando uma EMS projetada para maximizar o tempo de fornecimento de energia durante a operação ilhada de MGs, ou seja, a capacidade de autonomia. Para isso, uma ferramenta de previsão neuro-*fuzzy* fornece dados para apoiar as decisões do controle *fuzzy* que determina os respectivos cronogramas operacionais da unidade. Da mesma forma, em [14] uma EMS robusta é desenvolvida com base nos modelos de intervalos de previsão *fuzzy* para determinar a energia disponível de geradores locais. Pensando também na capacidade de sobrevivência, em [15] buscam minimizar a quantidade de corte de carga crítica, maximizando a quantidade de carga não crítica atendida

por um tempo de restauração projetado, respeitando as restrições operacionais e físicas relevantes. E em [16] propõem uma EMS que importa energia da rede principal para um ESS quando é prevista uma desconexão. A quantidade de energia importada é decidida considerando que a MG possui energia suficiente para fornecer à carga crítica em relação à produção prevista de geração fotovoltaica, até o dia seguinte à desconexão.

A seguir, é proposto um prazo flexível para o despacho de DERs usando soluções do OPF baseadas em despacho econômico [17]. Usando a técnica de controle preditivo, a operação ideal da MG é determinada usando um horizonte estendido de avaliação de recurso, permitindo um despacho adequado do ESS [18] e em [19] é feita uma extensão deste trabalho incluindo uma formulação estocástica de compromisso da unidade na arquitetura da EMS proposta. Um EM otimizado baseado no controle de um ESS com objetivo de minimizar dinamicamente o custo de ajuste é realizado em [20]. Em [21], uma nova EMS é desenvolvida para otimizar a regulação de potência e energia das MGs, considerando os DERs operando no modo síncrono. Uma abordagem multiagente distribuída para controle adaptativo do EM é proposta em [22].

Desastres naturais são abordados em [23] usando uma abordagem proativa para a melhoria da preparação da MG para mitigar contingências em cadeia. As não idealidades da comunicação são consideradas no problema de projeto da EMS descrito em [24], no qual um algoritmo de consenso é usado para resolver o problema de EM com perda de dados. Além disso, uma EMS focada em geração de RESs híbridos baseada em sistemas, e estruturas de energia transativa é abordada em [25] – [26]. Um modo de planejamento ideal baseado em programação com restrição de chances é proposto para auxiliar MGs ilhadas com armazenamento em baterias [27].

Embora a literatura tenha fornecido trabalhos significativos para melhorar a operação de MGs no modo ilha, há uma lacuna em trabalhos focados na melhoria da capacidade de serviço de MGs durante cenários de ilhamento planejados/programados, pois a literatura atual se concentra principalmente no aprimoramento da autonomia de MGs [10] – [27]. Nesta perspectiva, este trabalho procura corrigir essa lacuna de pesquisa, aproveitando as novas oportunidades oferecidas pelas estações de energia móveis renováveis ou do inglês *renewable mobile power stations* (RMPSs) para melhorar a capacidade de serviço de MGs durante operações ilhadas programadas.

As estações de energia móveis ou do inglês *mobily power stations* (MPSs) fornecem unidades geradoras móveis que podem ser comissionadas para suportar vários requisitos dos sistemas de energia [28] – [44]. No início dos anos 2000, recursos móveis como compensadores *shunt* eram utilizados no contexto de redução de perdas de potência ativa [45] e para monopólio de potência reativa [46]. Um transporte de armazenamento de energia baseado em bateria ou do inglês *battery-based energy storage transportation* (BEST) integrado oferece benefícios aos custos de congestionamento de transmissão e operação [28], enquanto pode ajudar no gerenciamento da integração em larga escala da geração eólica, reduzindo o corte desse recurso e o custo de operação do sistema [29]. Em [30], os custos de importação são minimizados pela alocação e despacho adequados de um sistema de armazenamento de energia móvel ou do inglês *mobile energy storage system* (MESS). O lucro da empresa de distribuição é maximizado usando o MESS para dar suporte a diferentes serviços, incluindo arbitragem de energia, regulação de tensão e minimização de perdas de energia [31]. Em [32], o recurso de energia renovável portátil ou do inglês *portable renewable energy resource* (PRER) é considerado como resposta à demanda na programação multiobjetivo e estocástica para o EM em MGs. As reservas de energia para o fornecimento de cargas críticas e a regulação de frequência secundária da MG ilhada são tratadas respectivamente em [33] – [34], usando um portfólio de várias gerações, incluindo estação de geração de energia híbrida (ou do inglês *hybrid energy generating station*, HEGS) móvel e recursos de emergência móveis (ou do inglês *mobile emergency resources*, MERs) montados em caminhão. O uso de um sistema de armazenamento de energia por bateria móvel ou do inglês *mobile battery energy storage system* (MBESS), baseado em dados de operação experimental e modelo de confiabilidade de vários estados para geração de RES distribuída e demanda, aumenta a confiabilidade do sistema durante uma falha em MGs ilhadas [35].

O pré-posicionamento e a alocação da MPS para a restauração de cargas críticas de uma MG no contexto de desastres naturais são abordados em [36], enquanto a localização economicamente ótima durante condições normais de operação também é abordada em [37]. As aplicações de resiliência são descritas em [38] – [40] abordando a logística de comissionamento da MPS, incluindo a influência do transporte e das equipes de reparo. Após o desastre também para melhorar a resiliência, uma estrutura de recuperação estocástica em

dois estágios usando MERs reduz a duração do tempo de interrupção dos consumidores [41], enquanto o custo total do sistema é minimizado usando sistemas de armazenamento de energia transportáveis ou do inglês *transportable energy storage systems* (TESSs) [42]. E aplicações de MPSs para regiões isoladas do sistema com difícil acesso são propostas em [43] para melhorar o desempenho operacional de estruturas militares remotas. Além disso, os MESSs são usados para restauração de serviços devido a eventos climáticos extremos e ataques cibernéticos [44].

## 1.4 Motivação

As redes elétricas caminham aos poucos para a transformação em SGs, principalmente para atender ao aumento da demanda por energia elétrica, possibilitar a integração de novas tecnologias e em resposta à crescente preocupação ambiental.

Dada a importação de estudos voltados para o setor elétrico, as MGs são vistas como regiões ou estruturas promissoras para abrigar o conceito de SGs. O crescente impacto e recorrência de desastres naturais, causados por alterações climáticas providas das atividades humanas, têm encorajado o desenvolvimento das MGs.

As MGs possuem a capacidade de operar ilhadas, o que pode significar durante emergências ou manutenções da rede principal, confiabilidade, e conseqüentemente, capacidade de serviço.

Tendo em vista que os recursos renováveis são intermitentes e é preciso manter segurança no fornecimento de energia do sistema durante a operação ilhada, muitos estudos atuais concentram-se em melhorar a autonomia de MGs. Há uma lacuna em trabalhos voltados para a melhoria da capacidade de serviço de MGs durante cenários de ilhamento planejados/programados.

Ao longo de toda a operação ilhada a MG pode não conseguir atender à demanda desejada, devido à disponibilidade limitada de seus recursos energéticos locais, exigindo assim uma política de corte de carga. Uma adequada alocação de recursos energéticos locais adicionais pode trazer o benefício da maximização da capacidade de serviço. E o atendimento as cargas pode ser melhorado significativamente com as RMPSs. Elas podem ser facilmente comissionadas e descomissionadas em diferentes locais do sistema, trazendo a capacidade de

mobilidade. Além disso, um gerenciamento de energia focado nesse tipo de operação é imprescindível para manter o equilíbrio entre demanda/geração do sistema durante toda a operação ilhada.

## 1.5 Objetivos

### 1.5.1 Objetivos Gerais

Observando os aspectos de operação da MG e o aproveitamento da entrada de novos recursos de energia, este trabalho propõe uma nova EMS, incluindo uma alocação inteligente de RMPSs para melhorar a capacidade de serviço de uma MG durante uma operação ilhada programada. Primeiro, a EMS proposta tira proveito de um período operacional ilhado esperado e conhecido da MG para desenvolver um novo problema de EM dedicado, capaz de garantir o fornecimento de cargas de alta prioridade, permitindo simultaneamente a melhoria da capacidade de serviço geral da MG. A seguir, com base na solução da EMS proposta, é apresentada uma abordagem de alocação inteligente das RMPSs. Por esse motivo, é desenvolvida uma nova estratégia de otimização por enxame de partículas ou do inglês *particle swarm optimization* (PSO), considerando uma função objetivo de duas camadas. Essa perspectiva é necessária para garantir um espaço de pesquisa contínuo diante das mudanças discretas na capacidade de serviço da MG apresentadas pelas políticas de corte de carga com base em grupos prioritários.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

Os objetivos deste trabalho estão descritos a seguir:

- **Aprimoramento da capacidade de serviço da MG durante o ilhamento programado por meio de um suporte de RMPS:** A capacidade da RMPS a ser comissionada em diferentes locais do sistema fornece a flexibilidade necessária dos recursos locais para melhorar significativamente a capacidade de serviço da MG durante a operação ilhada programada.
- **EMS baseada em programação dinâmica (ou do inglês *dynamic programming*, DP) para operação da MG durante um ilhamento programado:** A operação ilhada

programada permite o projeto do problema da EMS em um tempo finito. Essa perspectiva permite a aplicação de técnicas de DP, representando o problema da EMS de uma MG por meio de subproblemas aninhados mais simples e solucionáveis, usando o princípio de indução reversa (ou do inglês *backward induction*, BI).

• **Alocação inteligente de RMPSs com base na PSO dedicada ao suporte à operação ilhada programada para MGs:** A alocação de RMPSs com base em PSO permite a maximização do benefício fornecido por esses recursos para dar suporte à capacidade de serviço da MG ilhada. Para isso, é apresentada uma estratégia de PSO de duas camadas, a fim de evitar estagnações locais devido a políticas de corte de carga discretas, onde a primeira camada garante a maximização da capacidade de serviço da MG, enquanto a segunda camada garante um espaço de pesquisa contínuo para a identificação ideal da solução.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

A estrutura do texto está organizada conforme descrito a seguir. O Capítulo 2 revisa alguns conceitos utilizados durante o desenvolvimento da pesquisa. O Capítulo 3 descreve a modelagem matemática da MG adotada no trabalho. O Capítulo 4 aborda a formulação do problema e os detalhes para descrever o método proposto. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos por meio de simulações computacionais e a respectiva discussão. Finalmente, confirma-se as contribuições do trabalho. O Capítulo 6 realiza as considerações finais, apresenta as contribuições gerais e sugestões para trabalhos futuros.

## Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos

Este Capítulo apresenta os conceitos básicos e fundamentos necessários para o desenvolvimento desta tese, fornecendo os subsídios essenciais para a compreensão da metodologia a ser utilizada.

### 2.1 Formulação do Fluxo de Potência

O fluxo de potência ou fluxo de carga, do inglês *load flow*, é uma importante ferramenta e base para estudos de planejamento da expansão e de operação de SEPs em regime permanente. É formado por um conjunto de equações diferenciais parciais, cuja solução permite a determinação dos estados, ou seja, tensões e ângulos em cada um dos pontos do sistema elétrico em estudo, permitindo então o cálculo das demais grandezas a partir de um cenário conhecido de geração e carga.

#### 2.1.1 Fluxo de Potência Monofásico Tradicional

Admitindo a Primeira Lei de Kirchhoff, tem-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, ou seja, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos ramos ligados ao nó. Assim as equações do fluxo de carga são obtidas [47]. O conjunto de equações do fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra,  $i = 1, 2, \dots, \mathcal{N}$

$$P_i = V_i \sum_{j \in i} V_j (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) \quad (2.1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in i} V_j (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (2.2)$$

onde  $P_i$  e  $Q_i$  são a potência ativa e reativa respectivamente calculadas em cada barra,  $\mathcal{N}$  é o número de barras do sistema,  $V_i$  e  $V_j$  são as magnitudes das tensões das barras terminais do ramo  $ij$ ,  $\theta_i$  e  $\theta_j$  são os ângulos das tensões das barras terminais do ramo  $ij$ ,  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  são a

condutância e susceptância respectivamente do ramo  $ij$ .

As potências especificadas ativa ( $P_{specified}$ ) e reativa ( $Q_{specified}$ ) das barras são conhecidas e calculadas como

$$P_{specified} = P_g - P_l \quad (2.3)$$

$$Q_{specified} = Q_g - Q_l \quad (2.4)$$

onde  $P_g$  e  $Q_g$  são as potências ativa e reativa geradas respectivamente,  $P_l$  e  $Q_l$  são as potências ativa e reativa consumidas respectivamente.

A Tabela 2.1 apresenta de forma resumida os tipos de barras e suas grandezas associadas.

Tabela 2.1 – Tipos de barras

Valores	Barra de carga (PQ)	Barra de geração (PV)	Barra <i>swing</i> ou de referência (SW)
Conhecidos	-	$P_l$ e $Q_l$	-
Especificados	$P_g$ e $Q_g$ (zero)	$P_g$ e $V$	$\theta$ e $V$
Calculados	$\theta$ e $V$	$\theta$ e $Q_g$	$P_g$ e $Q_g$

As equações do fluxo de potência são não-lineares, como as variações com o tempo são suficientemente lentas, podem ser ignorados os efeitos transitórios [47]. A linearização é realizada a partir da série de Taylor, e a expressão obtida contém as derivadas parciais das potências ativas e reativas em função da tensão e de seu ângulo. Para determinar a solução aplica-se um método iterativo, o mais utilizado é o método de Newton-Raphson.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Onde  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  é a variação da potência ativa  $P$  e da reativa  $Q$  em cada iteração,  $\Delta V$  e  $\Delta\theta$  é a variação da tensão  $V$  e do seu ângulo  $\theta$  em cada iteração,  $J$  é a matriz Jacobiana,  $H$ ,  $M$ ,  $N$  e  $L$  são submatrizes de  $J$ .

O processo termina quando a diferença entre as potências especificadas e calculadas é menor que a tolerância adotada. E é feita a verificação dos limites de potência reativa.

Este tipo de fluxo de carga é aplicado tipicamente para sistemas de transmissão. Ele será utilizado de forma auxiliar na Seção 5.4.

### 2.1.2 Fluxo de Potência Trifásico Desequilibrado

Os sistemas de distribuição têm características como alta relação R/X, topologia radial, fases desbalanceadas e ramificações monofásicas, bifásicas e trifásicas. Essas características tornam os métodos tradicionais de fluxo de carga, como Newton-Raphson, mais difíceis de aplicar. A base principal para a solução do problema de fluxo de potência para sistemas de distribuição é a técnica de varredura *backward-forward* proposta em 1967. O algoritmo geral divide-se em dois passos:

- A varredura inversa, *backward*, em que o processo começa nas barras terminais caminhando até o nó de suprimento, realizando a adição das correntes ou potências ao longo do percurso;
- E a varredura direta, *forward*, realizada posteriormente, que executa a atualização das tensões nodais começando pela barra de suprimento até as barras terminais.

Esta técnica é detalhada na Figura 2.1.

A metodologia [48] permite a resolução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição trifásicas com topologia radial considerando a penetração de fontes de geração

distribuída. Ela é baseada na relação entre as correntes nodais e as correntes de ramo do sistema. Os estados operacionais da MG são obtidos com base na solução do fluxo de potência.

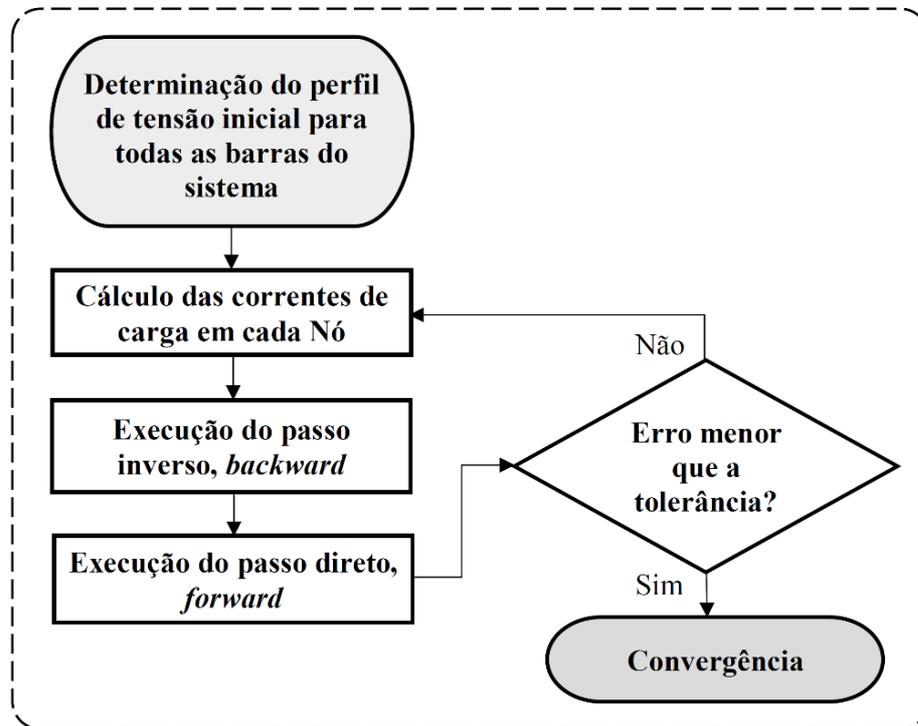


Figura 2.1 – Fluxograma da técnica de varredura *backward-forward*

Para um sistema radial de  $n$  nós, são possíveis  $n - 1$  correntes de ramo. A corrente nodal pode ser definida pela corrente de entrada do ramo  $i$  e  $j$  subtraída das correntes dos nós conectados a barra  $i$ ,  $k(i)$ . Estando esta relação expressa por

$$I_i = I_{ij} - \sum I_{ik(i)} \quad (2.8)$$

As correntes nodais e de ramo são relacionadas pela matriz de incidência de elementos, chamada de  $K = [k_{ij}]$ . É uma matriz quadrada não-singular de ordem  $n - 1$ , onde os elementos da diagonal principal são definidos por  $k_{ij} = 1, \forall i, j \in \mathcal{N} | i = j$ , e os demais elementos incidentes, entre os nós  $i$  e  $j$ , são definidos por  $k_{ij} = -1, \forall \{i, j\} \subset \mathcal{N} \times \mathcal{N} | i \neq j$  onde existe uma conexão entre  $i$  e  $j$ , de outra forma  $k_{ij} = 0, \forall \{i, j\} \notin v | i \neq j$ . Os outros

elementos são nulos.  $\mathcal{N} = \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_L$ , é o conjunto de todos os nós da MG,  $\mathcal{N}_G$  e  $\mathcal{N}_L$  são os conjuntos de DERs e cargas. Essa relação é representada por

$$I_i = K \cdot I_{ij} \quad (2.9)$$

$$I_{ij} = K^{-1} \cdot I_i \quad (2.10)$$

Desenvolvendo a formulação para uma rede de distribuição trifásica, são obtidas três matrizes de incidência, uma para cada fase, com dimensões  $(n_A - 1 \times n_A - 1)$ ,  $(n_B - 1 \times n_B - 1)$  e  $(n_C - 1 \times n_C - 1)$ , em que  $n_A$ ,  $n_B$  e  $n_C$  são os números de nós existentes em cada fase. As correntes nodais de cada fase são obtidas aplicando

$$\begin{aligned} I_i^A &= I_L^A + I_{sh}^A - I_G^A \\ I_i^B &= I_L^B + I_{sh}^B - I_G^B \\ I_i^C &= I_L^C + I_{sh}^C - I_G^C \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$I_L^{A,B,C} = \frac{abs(V_i^{A,B,C})^n \times conj(S_{specified}^{A,B,C})}{conj(V_i^{A,B,C})} \quad (2.12)$$

$$\begin{bmatrix} I_{sh}^A \\ I_{sh}^B \\ I_{sh}^C \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i^A \\ V_i^B \\ V_i^C \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$I_G^{A,B,C} = \frac{(P_{G,specified}^{A,B,C} - jQ_{G,specified}^{A,B,C})}{conj(V_i^{A,B,C})} \quad (2.14)$$

onde  $I_L^{A,B,C}$  é a corrente de carga de cada fase, calculada de acordo com (2.12), na qual o índice  $n$  representa o modelo de carga empregado (0 para potência constante, 1 para corrente constante

e 2 para impedância constante),  $I_{sh}^{A,B,C}$  é a corrente de *shunt* de cada fase, calculada de acordo com (2.13),  $I_G^{A,B,C}$  é a corrente de geração de cada fase, calculada de acordo com (2.14),  $V_i^{A,B,C}$  é a tensão nodal de cada fase,  $S_{specified}^{A,B,C}$  é a potência aparente especificada para cada fase,  $Y_{ij}$  é a auto admitância e mútua admitância,  $P_{G,specified}^{A,B,C}$  é a potência ativa especificada para cada fase e  $Q_{G,specified}^{A,B,C}$  é a potência reativa especificada para cada fase.

Dispondo das correntes nodais, as correntes de ramo de cada fase são calculadas de acordo com (2.10). As quedas de tensão nos ramos são calculadas de acordo (2.15) e as tensões nodais são calculadas utilizando (2.16) para cada fase.

O processo ocorre de maneira iterativa até que se atinja o limite de tolerância adotado.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{ij}^A \\ \Delta V_{ij}^B \\ \Delta V_{ij}^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA_{ij}} & Z_{AB_{ij}} & Z_{AC_{ij}} \\ Z_{BA_{ij}} & Z_{BB_{ij}} & Z_{BC_{ij}} \\ Z_{CA_{ij}} & Z_{CB_{ij}} & Z_{CC_{ij}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{ij}^A \\ I_{ij}^B \\ I_{ij}^C \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\begin{bmatrix} V_j^A \\ V_j^B \\ V_j^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^A \\ V_i^B \\ V_i^C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta V_{ij}^A \\ \Delta V_{ij}^B \\ \Delta V_{ij}^C \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Onde  $Z$  é a matriz de impedância.

Esta abordagem foi adotada para a resolução do fluxo de potência da proposta.

## 2.2 Vetor Tangente

A partir do fluxo de potência convergido obtêm-se os valores da Jacobiana  $J$ , e com as conhecidas  $P_{g0}$ ,  $P_{l0}$  e  $Q_{l0}$  (potência ativa gerada e potência ativa e reativa consumida iniciais) calcula-se o vetor tangente.

$$TV = \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta_g}{\Delta\lambda_l} \\ \frac{\Delta\theta_l}{\Delta\lambda_l} \\ \frac{\Delta V_l}{\Delta\lambda_l} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{g0} \\ P_{l0} \\ Q_{l0} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Onde  $\lambda_l$  é o parâmetro de crescimento de carga,  $\theta_g$  e  $\theta_l$  são ângulos de fase da tensão e  $V_l$  é a tensão da carga.

O vetor tangente mostra como as variáveis de estado ( $\theta_g$ ,  $\theta_l$  e  $V_l$ ) se comportam com a variação de um parâmetro do sistema, como aumento de carga. Este vetor verifica as barras mais vulneráveis ao colapso da tensão para um dado ponto operacional [49].

Ordenando os valores do  $TV$  em módulo decrescente, tem-se as barras críticas [49].

$$TV_{rank} = rank \left( \left( \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta_g}{\Delta\lambda_l} \\ \frac{\Delta\theta_l}{\Delta\lambda_l} \\ \frac{\Delta V_l}{\Delta\lambda_l} \end{bmatrix} \right) \right) \quad (2.18)$$

As barras críticas são as barras tipo PQ com o maior valor absoluto do vetor tangente.

Esta abordagem será utilizada de forma auxiliar na Seção 5.4.

## 2.3 Margem de Carga

A margem de carga é a quantidade de variação de carga que um sistema pode sustentar enquanto mantém a tensão e a estabilidade dinâmica. É definida também como a distância de um ponto de operação inicial de interesse até o ponto de bifurcação sela-nó, ou seja, condição de proximidade à instabilidade de tensão. A margem de carga pode ser obtida aplicando-se o método da continuação [50].

O método da continuação incrementa sucessivamente a geração de energia ativa do sistema e a demanda de carga ativa e reativa até o ponto de colapso de tensão [51] – [52]. O

incremento de carga e geração é dado por

$$P = P_0 \cdot (1 + \Delta\lambda_l) \quad (2.19)$$

$$Q = Q_0 \cdot (1 + \Delta\lambda_l) \quad (2.20)$$

onde  $P_0$  e  $Q_0$  são as potências ativa  $P$  e reativa  $Q$  iniciais.

Para acelerar o processo, uma etapa de predição adaptativa é utilizada considerando o inverso da norma euclidiana do vetor tangente [51] – [52].

$$\Delta\lambda_l = \frac{\kappa}{\|TV\|} \quad (2.21)$$

Onde  $\kappa$  determina a velocidade do processo:  $\begin{cases} \kappa = 1, & \text{regular} \\ \kappa > 1, & \text{acelerado} \\ \kappa < 1, & \text{desacelerado} \end{cases}$ .

Após este processo, uma etapa corretora é realizada pelo fluxo de carga, esta etapa é considerada como a estimativa inicial no algoritmo de fluxo de carga [51] – [52]. O conceito das etapas pode ser observado na Figura 2.2.

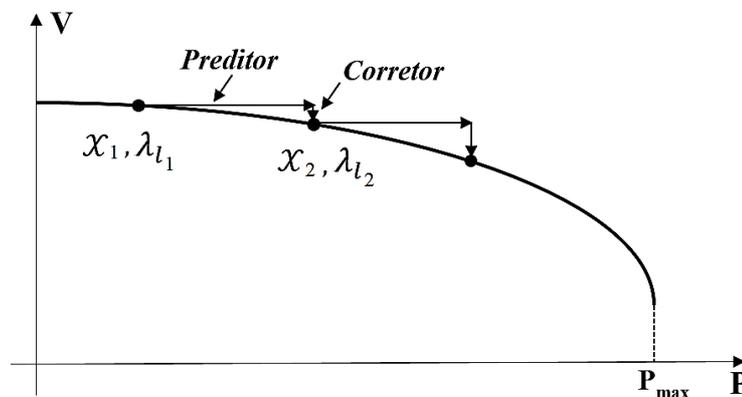


Figura 2.2 – Curva PV

Tendo em vista que o interesse é restrito a parte estável da curva PV, um critério de parada,  $C_s$ , é aplicado. Ele antecipa o autovalor dominante da matriz Jacobiana, que tende a zero no ponto de bifurcação sela-nó [51] – [52].

$$C_s = TV^T \cdot J \cdot TV \quad (2.22)$$

Esta abordagem será utilizada de forma auxiliar na Seção 5.4.

## 2.4 Índice de Estabilidade de Tensão

O índice de estabilidade de tensão proposto em [53] fornece uma medida direta para o despacho de recursos flexíveis, com o objetivo de garantir margens de estabilidade de tensão confiáveis para sistemas modernos de energia com significativa participação de geração renovável. De forma mais direta, ele realiza a distribuição de um montante entre partes.

$$\gamma_j = \left\| \frac{\sum_{i=1}^{|\mathcal{N}_{RMPS}|} TV_i}{TV_j} \right\| \quad (2.23)$$

$$\Psi_{i,j} = \overline{\Delta P_G^{(MG)}} \cdot \frac{\gamma_j}{\sum_{j=1}^{\mathfrak{M}} \gamma_j} \cdot \frac{TV_i}{\sum_{l=1}^{|\mathcal{N}_{RMPS}|} TV_l} \quad (2.24)$$

Onde  $\Psi_{i,j}$  é o índice de estabilidade de tensão,  $\overline{\Delta P_G^{(MG)}}$  é a capacidade local do RES,  $\mathcal{N}_{RMPS}$  é o conjunto de nós alocados da RMPS,  $TV_i$  é o vetor tangente da barra  $i \in \mathbb{N}[1, |\mathcal{N}_{RMPS}|]$ ,  $\mathfrak{M}$  é o conjunto das áreas e  $TV_j$  é o vetor tangente da barra mais crítica da área  $j \in \mathbb{N}[1, |\mathfrak{M}|]$ .

Esta abordagem será utilizada de forma auxiliar na Seção 5.4.

## 2.5 Programação Dinâmica

A programação dinâmica é um método para a construção de algoritmos eficientes no qual é preciso encontrar a melhor solução possível dentro de um conjunto de respostas viáveis.

Geralmente, utilizado para a resolução de problemas computacionais. Em SEPs este método foi aplicado para solucionar problemas na operação, planejamento e no gerenciamento [54] – [59].

Este método varre todas as soluções pela decomposição do problema original em problemas menores ou subproblemas. É fundamentado no Princípio da Otimalidade de Richard Bellman, que diz que uma solução ótima do problema original é composta de soluções ótimas dos subproblemas [60]. A Figura 2.3 ilustra esse conceito através do seguinte exemplo: as etiquetas “A”, “B”, “C”, “D” e “E” correspondem as cidades, o objetivo é ir de “A” até “D”. A trajetória ótima é sair de “A”, passar por “B”, passar por “C” e chegar a “D”. Se a pessoa estiver em “B” a trajetória ótima para chegar em “D” continua sendo passar por “C” e não por “E”.

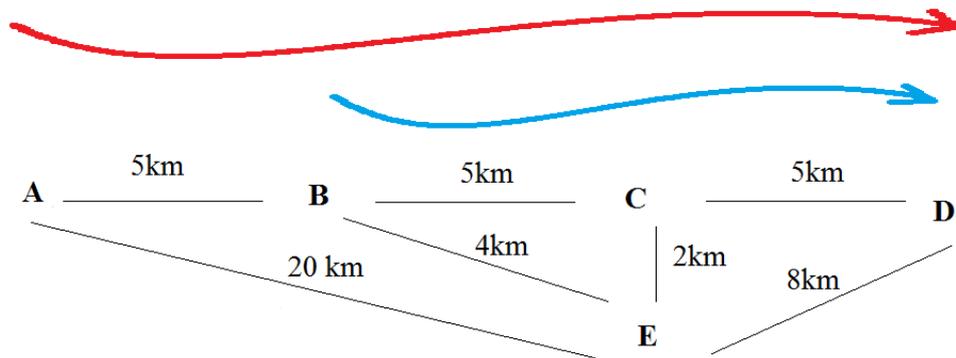


Figura 2.3 – Ilustração de trajetórias

Um problema de otimização deve possuir duas principais características para poder aplicar este método [61]:

- Subestrutura ótima, a solução ótima do problema vem das soluções de subproblemas dependentes;
- Superposição de subproblemas, a solução ótima passa pela resolução de subproblemas que aparecem duas ou várias vezes.

DP é um método importante para modelar um algoritmo de forma recursiva e eficiente, guardando resultados parciais de forma a evitar o recálculo de outros subproblemas que, sobrepostos, compõem o problema original. Problemas de DP podem ser abordados de forma *top-down* (*memoization*) ou *bottom-up* (*tabulation*). Ambas as formas apresentam o tempo de execução próximos [61].

O simples método recursivo, sem DP, dependendo do tamanho do vetor, é ineficiente. Pois seu tempo de execução é extremamente lento [61]. Como exemplo básico disto, basta observar a sequência de Fibonacci (1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55, 89, ...), expressa por:

$$\mathfrak{F}_n = \begin{cases} 1 & \text{se } n = 1 \\ 1 & \text{se } n = 2 \\ \mathfrak{F}_{(n-1)} + \mathfrak{F}_{(n-2)} & \text{se } n > 2 \end{cases} \quad (2.25)$$

E analisar a Tabela 2.2, onde o algoritmo recursivo da sequência de Fibonacci é apresentado. Com a repetição de cálculos, pois os subproblemas são resolvidos recursivamente, faz com que o tempo cresça exponencialmente [61].

Tabela 2.2 – Algoritmo Fibonacci recursivo, forma natural

---

**Algoritmo recursivo**

---

a) **Se  $n \leq 2$  então**

**Devolva 1.**

b) **Devolva  $\mathfrak{F}_{(n-1)} + \mathfrak{F}_{(n-2)}$ .**

---

### 2.5.1 Programação Dinâmica por *Top-Down*

Na abordagem *top-down*, o algoritmo é desenvolvido de forma recursiva natural, porém os resultados são armazenados para que sejam reutilizados. O algoritmo parte da solução geral ótima, verifica primeiramente na tabela se a solução ótima do subproblema já foi resolvido. Se sim, simplesmente extrai o valor. Caso contrário, resolve e salva o resultado na tabela [61]. Esta ideia é observada no algoritmo da Tabela 2.3, para o exemplo da sequência de Fibonacci.

A Figura 2.4 ilustra uma execução para uma sequência de Fibonacci para  $n = 5$ . Os nós da árvore indicam uma chamada recursiva ao subproblema cujo tamanho é a etiqueta do nó.

Tabela 2.3 – Algoritmo Fibonacci por DP, *top-down***Algoritmo *top-down***

a) **Tomar** o vetor  $\mathfrak{F}(1 \dots n)$  global, iniciando em 1

$$\mathfrak{F}(1) = 1.$$

$$\mathfrak{F}(2) = 1.$$

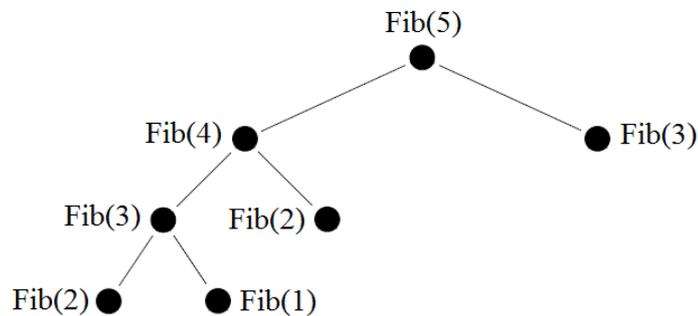
b) **Para**  $i = 3$  até  $n$  faça

$$\mathfrak{F}(i) = -1.$$

c) **Se**  $\mathfrak{F}(n) == -1$  então

$$\mathfrak{F}(n) = \mathfrak{F}(n-1) + \mathfrak{F}(n-2).$$

d) **Devolva**  $\mathfrak{F}(n)$ .

Figura 2.4 – Árvore de execução do Fibonacci por *top-down***2.5.2 Programação Dinâmica por *Bottom-Up***

Na abordagem *bottom-up*, o algoritmo é desenvolvido de forma iterativa. Resolve-se primeiro os subproblemas menores e a partir deles resolve-se os subproblemas maiores, salvando cada solução. Dispensa a verificação na tabela para ver se um subproblema já foi resolvido [61]. Para o exemplo da sequência de Fibonacci, este conceito é observado na Tabela 2.4.

A Figura 2.5 ilustra uma execução para uma sequência de Fibonacci para  $n = 5$ . Os nós da árvore indicam uma chamada recursiva ao subproblema cujo tamanho é a etiqueta do nó.

Esta abordagem é adotada para construir a EMS, para operação da MG durante umilhamento programado, pois ela começa a varrer o problema a partir dos subproblemas menores, além de calcular todos os subproblemas, o que encaixa com o objetivo da EMS proposta. Mais detalhes podem ser vistos no Capítulo 4, onde é detalhada a proposta.

Tabela 2.4 – Algoritmo Fibonacci por DP, *bottom-up***Algoritmo *bottom-up***

a) Se  $n \leq 2$  então

    Devolva 1.

b) Tomar  $\mathfrak{F}(1 \dots n)$  um vetor de  $n$  posições, iniciando em 1

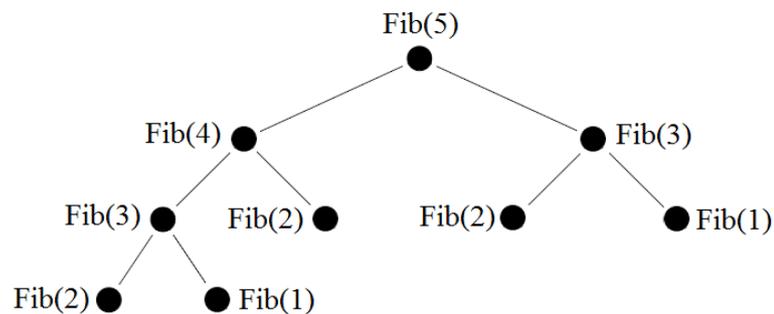
$\mathfrak{F}(1) = 1$ .

$\mathfrak{F}(2) = 1$ .

c) Para  $i = 3$  até  $n$  faça

$\mathfrak{F}(i) = \mathfrak{F}(i-1) + \mathfrak{F}(i-2)$ .

d) Devolva  $\mathfrak{F}(n)$ .

Figura 2.5 – Árvore de execução do Fibonacci por *bottom-up*

## 2.6 Método de Indução Reversa

O método de indução reversa é uma forma de resolução de um algoritmo sequencial ou árvore de decisão, finito e de informação completa. Consiste em analisar na ordem inversa, ou seja, partindo dos nós terminais da árvore de decisão até chegar à raiz, encontrando assim a sequência de decisões mais racionais [62].

As etapas de sua resolução são as seguintes [63]:

- Primeiro, é definido os nós da primeira etapa, que são todos os nós predecessores dos nós terminais. Em seguida, é analisada cada ramificação dos nós da primeira etapa. É selecionada a melhor ramificação e excluídas as restantes. Obtém assim, a árvore truncada da primeira etapa.

- Depois, repete-se este processo observando os predecessores dos nós da primeira etapa

que serão os nós da segunda etapa. Através dos nós da segunda etapa é verificada a ramificação que obtém o melhor resultado. Esta é selecionada e as demais excluídas. E é obtida a árvore truncada da segunda etapa.

- Continua este processo de retrocesso até atingir um estágio em que todos os antecessores dos nós desta etapa sejam a raiz.

Para exemplificar esta resolução, é observado o seguinte problema da Figura 2.6.

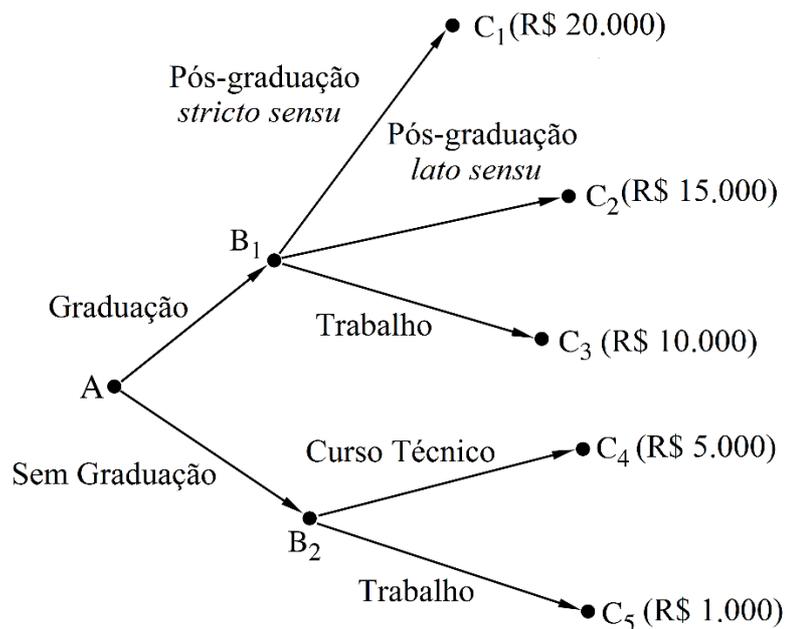


Figura 2.6 – Árvore de decisão de carreira

As etiquetas  $A$ ,  $B_1$ ,  $B_2$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  e  $C_5$  correspondem aos nós da árvore de decisão. O conjunto de nós terminais da árvore de decisão de carreira é  $\{C_1, C_2, C_3, C_4, C_5\}$ .

Aplicando o método de BI, são selecionados todos os nós predecessores do conjunto de nós terminais, encontrando assim o conjunto de nós da primeira etapa  $\{B_1, B_2\}$ .

Analisando cada ramificação dos nós da primeira etapa, obtém-se aquelas que levam ao melhor resultado, ou seja, o melhor resultado em “ $B_1$ ” é “ $C_1$ ” e o melhor resultado em “ $B_2$ ” é “ $C_4$ ”. A árvore truncada da primeira etapa é obtida como ilustrada na Figura 2.7.

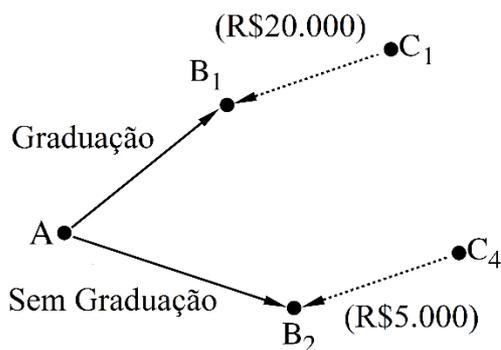


Figura 2.7 – Árvore de decisão de carreira truncada

O caminho de decisão ideal neste caso é  $A \rightarrow B_1 \rightarrow C_1$ , ou seja, fazer graduação e fazer pós-graduação *stricto sensu*.

Esta abordagem é adotada para revolver a EMS, para operação da MG durante um ilhamento programado. Mais detalhes podem ser vistos no Capítulo 4, onde é detalhada a proposta.

## 2.7 Otimização por Enxame de Partículas

A otimização por enxame de partículas é um método baseado em população que encontra a solução ideal usando uma população de partículas, proposto por Kennedy e Eberhart em 1995 [64]. Simula, por exemplo, o comportamento social-biológico de um bando de pássaros procurando por comida. Inicialmente nenhum pássaro sabe onde se encontra o alimento, mas sabem estimar a cada nova informação de posição e de velocidade dos indivíduos do bando a melhor estratégia. E a maioria do bando tende a seguir o pássaro que está mais próximo do alimento [65].

O algoritmo inicia com uma população de soluções aleatórias, as partículas, e a cada iteração procura-se por um resultado ótimo. As partículas se deslocam através do espaço de estados do problema, seguindo as partículas que possuem os melhores valores de avaliação, *fitness*, no momento. A cada iteração elas melhoram suas posições em relação ao objetivo (função de custo), conforme dois indicadores de avaliação: o melhor resultado local que uma partícula considerada no momento encontrou e o melhor resultado global obtido pelo conjunto de outras partículas da população. As restrições podem ser modeladas na própria função de custo [65].

Cada partícula  $k$  apresenta uma posição atual,  $x_k$ , no espaço de estados, uma velocidade atual  $v_k$  e uma melhor posição pessoal,  $y_k$ .  $y_k$  é a posição em que a partícula  $k$  apresenta o menor erro. Ela é determinada por uma função objetivo  $f$  que busca um processo de maximização ou minimização. A melhor posição global  $\hat{y}$  fornece o menor erro entre todas  $y_k$ 's [64], [66] – [67].

O primeiro passo é calcular  $f$  para cada  $k$  e depois obter as posições pessoais e globais para um enxame de partículas  $s$ .

Assim,  $k \in 1 \dots s$ .

$$y_k(t+1) = \begin{cases} y_k(t), & \text{se } f[y_k(t)] \leq f[x_k(t+1)] \\ x_k(t+1), & \text{se } f[y_k(t)] > f[x_k(t+1)] \end{cases} \quad (2.26)$$

$$\hat{y}(t) \in [y_0(t), y_1(t), \dots, y_s(t)] \mid f[\hat{y}(t)] = \min \{f[y_0(t)], f[y_1(t)], \dots, f[y_s(t)]\} \quad (2.27)$$

Posteriormente é feita a atualização de velocidade para cada  $k$

$$v_{k,l}(t+1) = w \cdot v_{k,l}(t) + c_1 \cdot r_{1,l}(t) \cdot [y_{k,l}(t) - x_{k,l}(t)] + c_2 \cdot r_{2,l}(t) \cdot [\hat{y}_l(t) - x_{k,l}(t)] \quad (2.28)$$

$r_1$  e  $r_2$  constituem números aleatórios na faixa  $[0,1]$ , o que contribui para a natureza estocástica do algoritmo,  $k$  e  $l$  representam partículas da PSO.

Limitando o vetor de velocidade  $v_k$  para  $[-\bar{v}, \bar{v}]$ , a partícula é inibida, reduzindo a probabilidade de sair do espaço de estados. O valor de  $\bar{v}$  pode ser adotado como

$$\bar{v} = \lambda \cdot \bar{s}, \text{ onde } 0,1 < \lambda \leq 1 \quad (2.29)$$

onde  $\bar{s}$  é o domínio do espaço de estados. É limitada a distância que uma partícula pode se mover pelo intervalo  $[-\bar{v}, \bar{v}]$ .  $\lambda$  é o parâmetro de velocidade.

Os coeficientes de aceleração  $c_1$  e  $c_2$  são constantes, conhecidos como parâmetros

cognitivos e social, respectivamente. Controlam o quão longe uma partícula se moverá em uma única iteração.  $c_1 > 0$  e  $c_2 \leq 2$ ,  $c_1$  é o coeficiente que regula a direção do passo máximo de  $y_k$  e  $c_2$  a direção de  $\hat{y}$  [64], [66] – [67].

O peso da inércia  $w$  destina-se a controlar o comportamento de convergência e é calculado por [68]

$$w = \bar{w} - \frac{\bar{w} - \underline{w}}{\zeta_{iter}} \cdot t \quad (2.30)$$

onde  $\zeta_{iter}$  é o número máximo de iterações e  $t$  é o número da iteração atual.

E por último, a nova velocidade é usada para calcular a nova posição

$$x_k(t+1) = x_k(t) + v_k(t+1) \quad (2.31)$$

Se o objetivo não for alcançado, retorna-se ao primeiro passo. A Figura 2.8 apresenta o fluxograma do método tradicional de PSO.

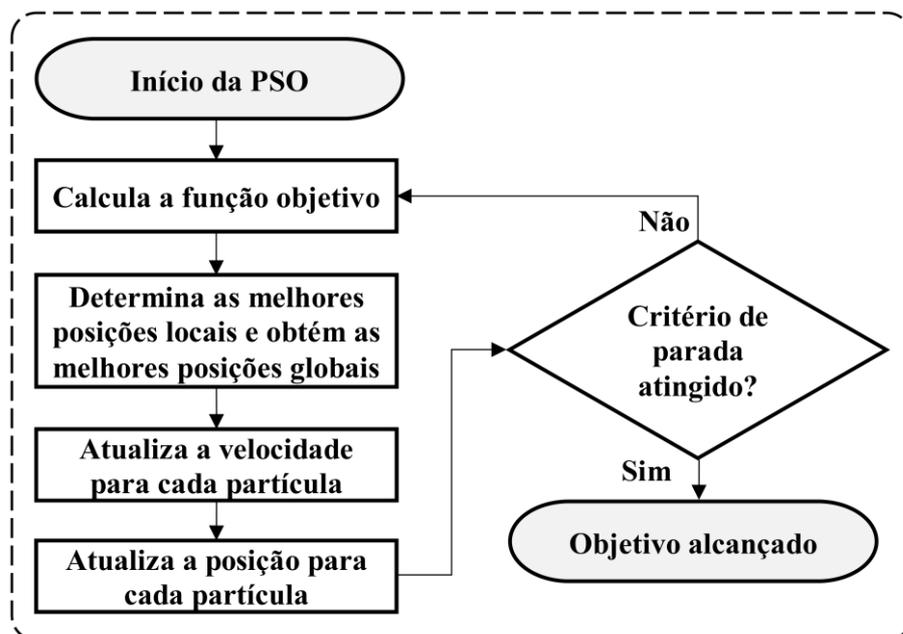


Figura 2.8 – Fluxograma do método de PSO

A PSO tradicional apresenta problema de estagnação prematura ocasionada pela perda de velocidade da partícula. Observe que se  $x_k = y_k = \hat{y}$ , a atualização da velocidade (2.28) dependerá apenas de  $w \cdot v_{k,l}(t)$ . Se acontecer essa coincidência de posição atual, melhor posição pessoal e melhor posição global iguais, a partícula somente se movimentará se o peso de inércia e a velocidade anterior forem diferentes de zero. A partícula perde velocidade, encontra sua “melhor posição global”, convergindo prematuramente. E como diz em [69] não há garantia que o algoritmo tenha convergido nem em um mínimo local, significa apenas que as partículas convergiram para a melhor posição encontrada até o momento.

Diversas foram as técnicas apresentadas na literatura para aperfeiçoar e melhorar o algoritmo. Em [69] é proposta uma PSO de convergência garantida que utiliza uma equação de atualização de velocidade diferente para a partícula. A partícula realiza uma pesquisa aleatória em uma área em torno da melhor posição global. Já em [70] conceitos de seleção natural aumentam a capacidade do algoritmo de PSO de escapar dos ótimos locais. Uma PSO modificada é proposta em [71], adotando funções triangulares (cosseno e seno) na equação de velocidade, aumentando o peso da inércia e inserindo um método para evitar estagnação.

Para controlar a pesquisa local e a convergência para a solução ótima global, são introduzidos coeficientes de aceleração e peso de inércia variantes no tempo em [72]. Introduzem também uma mutação na partícula caso a melhor solução do grupo não melhorar em um determinado número de iterações e é apresentada uma estratégia de automação de parâmetros. Uma PSO modificada com mutações de operador de evolução diferencial é introduzida em [73]. Em [74] é acionado automaticamente a redistribuição de partículas quando a convergência prematura é detectada. Cada partícula é redistribuída dentro do espaço de pesquisa ou em torno da média entre o melhor global e sua posição atual.

A diminuição da diversidade no espaço de pesquisa também pode levar a estagnação prematura [75]. Os autores de [75] apresentam uma equação de diversidade para controlar a atração e repulsão alternadas das partículas. Este trabalho [76] aplica dispersão estocástica no enxame. Em [77] propõem usar uma sequência caótica para inicializar as posições das partículas, mantendo uma diversidade no enxame.

Neste trabalho é utilizado para a alocação de RMPSs a PSO. A fim de evitar estagnações locais é proposta uma estratégia de PSO de duas camadas, que garante um espaço de pesquisa

contínuo para a identificação de uma solução que traz benefícios relevantes.

Em sistemas complexos, não-lineares, intermitentes, com parâmetros variantes no tempo e sem exatidões adequadas, aplicações de abordagens que empregam técnicas de inteligência artificial (ou do inglês *artificial intelligence*, AI) constituem alternativas que apresentam bons resultados em aplicações práticas [78], como metodologias baseadas em computação evolucionária, por exemplo [79].

Os algoritmos evolutivos possuem capacidades de adaptações aos contextos em que são aplicados, fornecendo resultados otimizados em relação aos algoritmos convencionais elaborados para as mesmas tarefas correspondentes [65].

O algoritmo de PSO é adotado para alocação inteligente de RMPSs, dedicadas ao suporte da operação ilhada programada de MGs, pois apresenta como vantagens a implementação fácil, a rápida convergência e poucos parâmetros para serem ajustados quando comparado com outras técnicas de computação evolutiva. Mais detalhes podem ser vistos no Capítulo 4, onde é detalhada a proposta.

## 2.8 Melhor Valor Médio Objetivo

O melhor valor médio objetivo ou do inglês *average best objective (ABO) value* é uma métrica utilizada para avaliar o desempenho de algoritmos, principalmente algoritmos que envolvem problemas de larga escala [80].

$$value_{ABO} = \frac{\sum_{r=1}^{runs} scan\ time}{runs} \quad (2.32)$$

Onde o  $value_{ABO}$  é o melhor valor médio objetivo de tempo de execução da simulação computacional,  $runs$  é o total de execuções independentes do algoritmo e  $scan\ time$  é o tempo de execução do algoritmo.

É importante analisar o tempo de execução de algoritmos propostos para averiguar a capacidade de utilização prática. Obtendo este tempo é possível verificar se ele obedece aos requisitos estabelecidos pelo operador do sistema.

Esta métrica será utilizada no Capítulo 4 para analisar o desempenho da proposta.

## Capítulo 3 – Descrição da Microrrede

Neste Capítulo, o modelo do sistema empregado é detalhado. Para isso, considere uma única MG com DERs locais e capacidade de redução de carga. Os DERs são representados por EVs, DGs e RMPs. Além disso, as cargas são compostas de diferentes níveis de prioridade para dar suporte à operação ilhada.

O sistema IEEE de 34 barras trifásico desequilibrado é empregado para representar a MG. A Figura 3.1 ilustra seu diagrama. Ele caracteriza uma rede de distribuição real localizada nos Estados Unidos, no Arizona. É um sistema aéreo com topologia radial, derivações monofásicas, reguladores de tensão, compensação *shunt* por capacitores e cargas concentradas e distribuídas representadas pelo modelo de potência constante. A tensão de linha base da rede é de 24,9 (kV) e a potência base de 2500 (kVA). As condições iniciais e parâmetros do sistema utilizados estão disponíveis no Anexo A e os dados originais podem ser obtidos em [81]. Algumas representações foram adotadas de [82] – [83]. A Tabela 3.1 indica os principais locais. Outras características e modificações serão apresentadas a seguir.

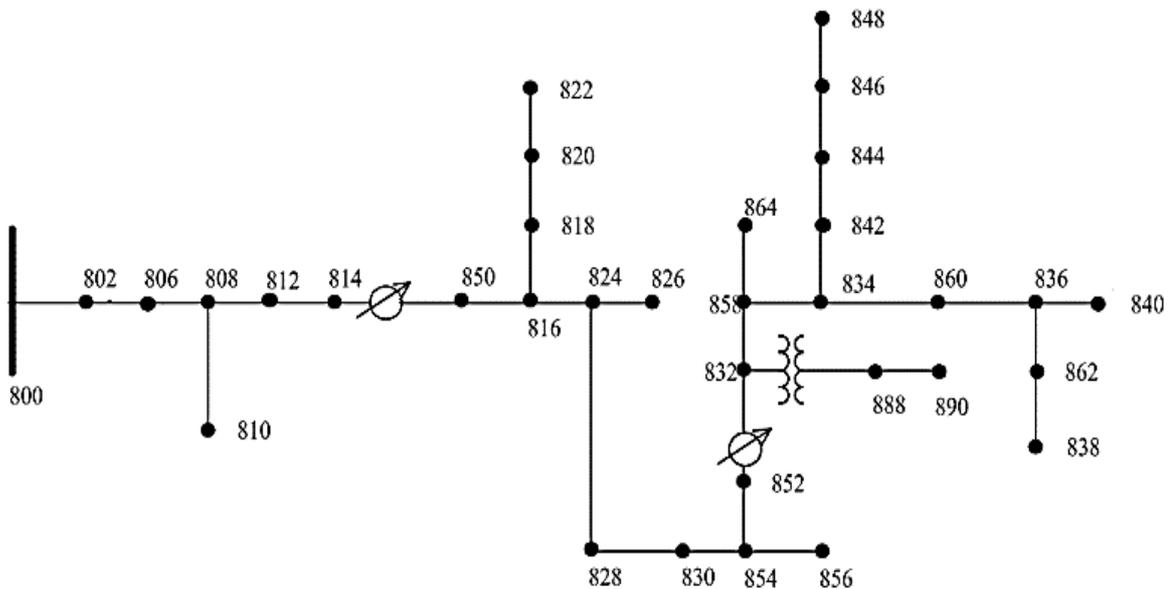


Figura 3.1 – Sistema de distribuição IEEE de 34 barras

Tabela 3.1 – Locais

Barra	Representação
800	Ponto de acoplamento comum
810	Estações de carregamento de carros elétricos
848	Prédio
840	Shopping

Nas próximas Seções deste Capítulo, as equações serão apresentadas na sua forma geral, é suprida a repetição de cada equação para cada fase buscando simplificar a leitura. Porém vale ressaltar que para cada fase do sistema a equação se repete.

### 3.1 Recursos de Energia Distribuídos

Neste trabalho o DER é representado por unidades DG tradicionais, compostas por uma pequena usina hidrelétrica e uma unidade térmica, EVs, além das RMPSs considerando turbinas eólicas montadas em caminhões (Figura 3.2). Estas RMPSs podem abrigar diversos tipos de DERs.



Figura 3.2 – RMPS adotada  
Fonte: Uprise Energy [84]

Para uma unidade DG convencional  $i \in \mathcal{N}_{DG} | \mathcal{N}_{DG} \subset \mathcal{N}_G$ , a sua potência fornecida é controlável e definida como [23]:

$$\left\{ P_{G,i}^{(DG)}(t) : \underline{P_{G,i}^{(DG)}} \leq P_{G,i}^{(DG)}(t) \leq \overline{P_{G,i}^{(DG)}}, [P_{G,i}^{(DG)}(t)]^2 + [Q_{G,i}^{(DG)}(t)]^2 \leq (S_{G,i}^{(DG)})^2 \right\} \quad (3.1)$$

onde  $P_{G,i}^{(DG)}$  e  $Q_{G,i}^{(DG)}$  denotam geração de potência ativa e reativa atuais,  $\underline{P_{G,i}^{(DG)}}$  e  $\overline{P_{G,i}^{(DG)}}$  representam geração de potência ativa mínima e máxima, e  $S_{G,i}^{(DG)}$  é a geração de potência nominal,  $\mathcal{N}_G$  é o conjunto de DERs.

As DGs convencionais da MG são representadas por uma pequena usina hidrelétrica e uma termelétrica com uma potência nominal respectiva de  $\overline{P_{G,i}^{(DG)}} = 1,0 \text{ MW} | i \in \mathcal{N}_{DG} = \{800, 856\}$ . A Tabela 3.2 mostra os dados adotados para as DGs convencionais.

Tabela 3.2 – Dados da geração local despachável

Tipo	Barra	Máxima potencial nominal (MW)	Potencial de operação normal (MW)
Hidrelétrica	800	1,0	0,2
Termelétrica	856	1,0	0,2

A seguir, a contribuição da geração de uma unidade  $i$  RMPS,  $i \in \mathcal{N}_{RMPS} | \mathcal{N}_{RMPS} \subset \mathcal{N}_G$  é não controlável e é fornecida em função da velocidade do vento disponível ao longo do tempo  $t$ ,

$$P_{G,i}^{(RMPS)}(t) = \begin{cases} P_{G,i}^{(RMPS),\omega_i}(t), & \text{if } \omega_i^{ci} < \omega_i(t) \leq \omega_i^r \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$P_{G,i}^{(RMPS),\omega_i}(t) = \text{sat} \left\{ \mathcal{W} \cdot \overline{P_{G,i}^{(RMPS)}}, \overline{P_{G,i}^{(RMPS)}}, 0 \right\} \quad (3.3)$$

$$|\mathcal{W} = [\alpha + \beta \cdot \omega_i(t) + \gamma \cdot \omega_i^2(t)]$$

onde  $sat\{s; \bar{s}, \underline{s}\} = \{s : \underline{s} \leq s < \bar{s}\}$  é uma função de saturação,  $\underline{s}$  e  $\bar{s}$  são limites inferior e superior,  $\omega_i(t)$ ,  $\omega_i^r$  e  $\omega_i^{ci}$  são velocidades atual, nominal e *cut-in* do vento respectivamente,  $P_{G,i}^{(RMPS)}$  e  $P_{G,i}^{(RMPS),\omega_i}$  são a potência da turbina com e sem limites de velocidade do vento,  $\overline{P_{G,i}^{(RMPS)}}$  é a potência nominal da turbina;  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  são coeficientes responsáveis pela modelagem do comportamento não-linear da turbina eólica e podem ser determinados como [85].

$$\alpha = \frac{1}{(\omega_i^{ci} - \omega_i^r)^2} \left[ \omega_i^{ci} (\omega_i^{ci} + \omega_i^r) - 4\omega_i^{ci} \omega_i^r \left( \frac{\omega_i^{ci} + \omega_i^r}{2\omega_i^r} \right)^3 \right] \quad (3.4)$$

$$\beta = \frac{1}{(\omega_i^{ci} - \omega_i^r)^2} \left[ 4(\omega_i^{ci} + \omega_i^r) \left( \frac{\omega_i^{ci} + \omega_i^r}{2\omega_i^r} \right)^3 - (3\omega_i^{ci} + \omega_i^r) \right] \quad (3.5)$$

$$\gamma = \frac{1}{(\omega_i^{ci} - \omega_i^r)^2} \left[ 2 - 4 \left( \frac{\omega_i^{ci} + \omega_i^r}{2\omega_i^r} \right)^3 \right] \quad (3.6)$$

A Tabela 3.3 mostra as características adotadas para a RMPS. A resposta da turbina eólica em função da velocidade do vento pode ser vista na Figura 3.3. Para determinar as contribuições de geração dessas unidades, são consideradas medições reais do potencial eólico [80]. O potencial eólico considerado está representado na Figura 3.4.

Tabela 3.3 – Dados da geração local não despachável – eólica

<b>Tipo</b>	<b>Velocidade <i>cut-in</i></b> <b>(<math>\omega_i^{ci}</math>) (m/s)</b>	<b>Velocidade <i>cut-off</i></b> <b>(<math>\omega_i^{co}</math>) (m/s)</b>	<b>Velocidade nominal</b> <b>(<math>\omega_i^r</math>) (m/s)</b>
Eólica	4	12	8

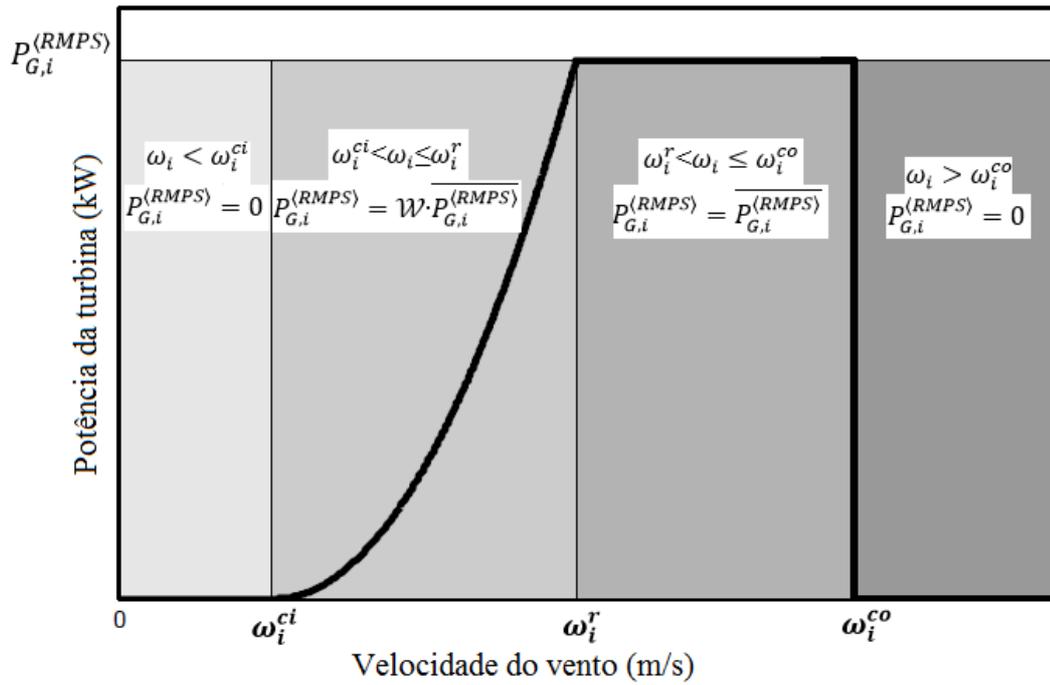


Figura 3.3 – Resposta da turbina

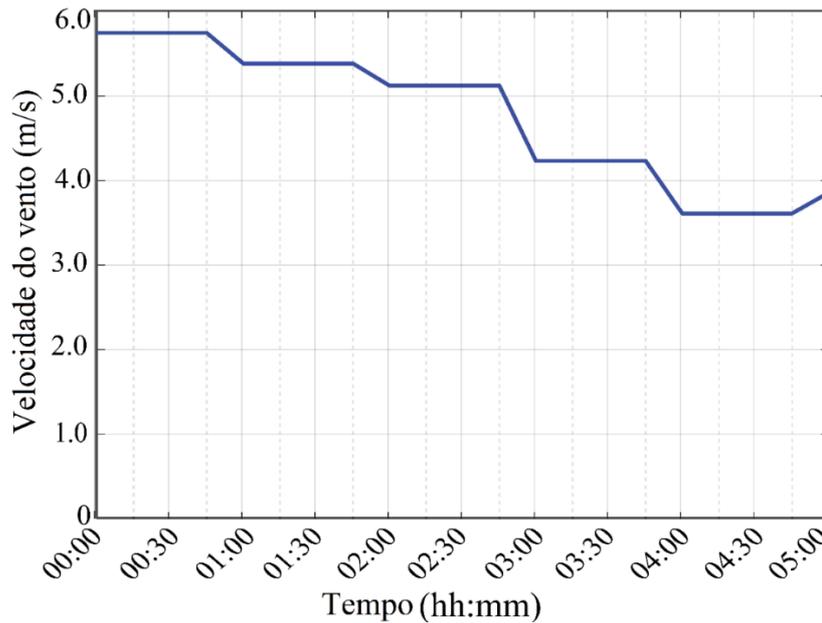


Figura 3.4 – Perfil do vento

EVs são considerados capazes de operar no modo veículo para rede (ou do inglês *vehicle-to-grid*, V2G) [82]. Neste sentido, uma unidade  $i \in \mathcal{N}_{EV} | \mathcal{N}_{EV} \subset \mathcal{N}_G$  possui a potência de

despacho máxima em função da potência de despacho máxima disponível e dos limites técnicos, respectivamente  $P_{G,i}^{(ESS)}$  e  $\overline{P_{G,i}^{(ESS)}}$ .

$$P_{G,i}^{(ESS)}(t) = \text{sat} \left\{ P_{G,i}^{(ESS)}(t); \overline{P_{G,i}^{(ESS)}}(t), \underline{P_{G,i}^{(ESS)}} \right\} \quad (3.7)$$

$$\overline{P_{G,i}^{(ESS)}}(t) = \text{sat} \left\{ (SOC_i(t) - \underline{SOC}_i) \cdot B_i \cdot \Delta t^{-1}; \overline{P_{G,i}^{(ESS)}}, 0 \right\} \quad (3.8)$$

Onde  $SOC_i$  é o nível de energia,  $\underline{SOC}_i$  representa o limite mínimo de nível de energia,  $B_i$  denota a capacidade de armazenamento da bateria e  $\Delta t$  é o passo do tempo.

A penetração de EVs com capacidade V2G é incluída como aplicado em [82] – [83]. Cada barra trifásica representa um conjunto de 15 unidades consumidoras residenciais, enquanto cada barra monofásica, caracteriza um conjunto de 5 unidades consumidoras residenciais, cada unidade consumidora residencial possui 1 unidade de EV. Algumas exceções acontecem, a barra 800 representa a conexão da microrrede com a rede principal (subestação), no qual não existe nenhum veículo ou carga conectada. A barra 810 trata de um posto de recarga de carros elétricos, e é um nó monofásico com 6 unidades de EV. Um edifício comercial/residencial conectado na barra 848 é composto de 60 apartamentos, cada um com uma vaga na garagem, totalizando 60 veículos. E um shopping center localizado na barra 840. Totalizando 446 veículos conectados ao sistema. As Tabela 3.4 exemplifica essas considerações.

Tabela 3.4 – Locais de residências e EVs

Quantidade	Para cada barra trifásica	Para cada barra monofásica	Exceções		
			Barra 800	Barra 810	Barra 848
Residências	15	5	0	-	60
EVs	15	5	0	6	60
Barras	23	7	-	-	-

Visando o mais próximo da realidade, a determinação dos estados de carga inicial e dos modelos de EVs conectados em cada posição disponível no sistema é executada de maneira aleatória, ressaltando que todos os testes utilizaram os mesmos dados iniciais. Atualizando os dados de [82] – [83], a Tabela 3.5 mostra as principais características dos EVs empregados, foram utilizados dados reais comerciais coletados no catálogo de fabricantes.

A profundidade de descarga, ou do inglês *depth of discharge* (DOD), é a quantidade de energia da capacidade nominal da bateria que pode ser usada ou útil.

Tabela 3.5 – Dados dos veículos utilizados

<b>Modelo</b>	<b>Tipo da Bateria</b>	<b>Capacidade nominal de armazenamento de energia (kWh)</b>	<b>Profundidade de descarga (%)</b>
Modelo 1	NiMH	27,4	80
Modelo 2	Li-ion	16	65
Modelo 3	Li-ion	5,32	60
Modelo 4	Li-ion	16	65
Modelo 5	Li-ion	24	60

## 3.2 Cargas

### 3.2.1 Modelo de Carga

O modelo de carga utilizado foi o polinomial, ZIP [1].

$$P_l(t) = P_{l0} \left[ \alpha_{Zp} \left( \frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right)^2 + \beta_{Ip} \left( \frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right) + \gamma_{Pp} \right] \quad (3.9)$$

$$Q_l(t) = Q_{l0} \left[ \alpha_{Zp} \left( \frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right)^2 + \beta_{Ip} \left( \frac{V_l(t)}{V_{l0}} \right) + \gamma_{Pp} \right] \quad (3.10)$$

Onde  $P_l$  é a potência ativa consumida e  $Q_l$  é a potência reativa consumida, ambas em função

de desvios da tensão,  $V_L$ , e de seus valores iniciais de operação  $P_{l0}$ ,  $Q_{l0}$  e  $V_{l0}$  ao longo do tempo,  $t$ , estabelecendo uma relação não-linear entre as grandezas. Os parâmetros  $\alpha_{zp}$ ,  $\beta_{Ip}$  e  $\gamma_{Pp}$  representam respectivamente os percentuais de impedância constante, corrente constante e potência constante da composição da carga. Estes parâmetros estão sujeitos à seguinte restrição:

$$\alpha_{zp} + \beta_{Ip} + \gamma_{Pp} = 1 \quad (3.11)$$

No modelo de impedância constante a carga varia em função da tensão ao quadrado. Já no modelo de corrente constante a potência é proporcional a tensão. E no modelo de potência constante a carga não varia com a tensão.

As cargas foram adotadas conforme [82] – [83]. O Anexo B apresenta o perfil de carga utilizado para execução das simulações computacionais.

### 3.2.2 Prioridade de Carga

As MGs ilhadas requerem capacidade de corte de carga para garantir o equilíbrio entre geração/demanda. Nesse sentido, diferentes níveis de prioridade de carga para grupos de consumidores são considerados após um conjunto de classificações de prioridade  $L_V = \{1, \dots, |L_V|\}$ , onde  $L_V$  representa o nível de prioridade de carga, a classificação de prioridade mais alta é indicada por  $\ell = 1$  e  $|\cdot|$  denota a cardinalidade de um conjunto. A carga da MG para um nó  $i \in \mathcal{N}_L$  é representada como

$$P_L^{(\ell)}(t) = \varphi^{(\ell)} \cdot P_L^{(\ell)} + \dots + \varphi^{(|L_V|)} \cdot P_L^{(|L_V|)} \quad (3.12)$$

onde  $\varphi^{(\ell)} \in \{0,1\}$  indica o estado operacional de um respectivo grupo de prioridades de carga com classificação  $\ell \in L$ ,  $\mathcal{N}_L$  é o conjunto de cargas.

A respectiva MG apresenta capacidade de corte de carga seguindo a classificação de grupos prioritários estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [86], conforme mostrado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Nível de prioridade do consumidor

<b>Classificação</b>	<b>Consumidores</b>
Grupo de prioridade de carga LV1 – $\varphi^{(1)}$	Assistência médica, transporte, telecomunicações, iluminação pública
Grupo de prioridade de carga LV2 – $\varphi^{(2)}$	Industrial e comercial
Grupo de prioridade de carga LV3 – $\varphi^{(3)}$	Residencial e rural

Para a EMS proposta é utilizado o período funcional de operação para tomada de decisões, associado ao grupo de prioridade de carga. Assim, para cada grupo de prioridade é associado o respectivo período funcional de operação. Os períodos funcionais adotados para cada grupo de prioridade são apresentados na Tabela 3.7. Para o grupo de menor prioridade, não é necessário período funcional, uma vez que este grupo representa o sistema operando sem corte de carga.

Tabela 3.7 – Período funcional de operação

<b>Grupo de Prioridade</b>	<b>Período Funcional (min)</b>
LV1 – $\varphi^{(1)}$	120
LV2 – $\varphi^{(2)}$	60
LV3 – $\varphi^{(3)}$	-

### 3.3 Limites Operacionais e Técnicos

As MGs ilhadas apresentam várias restrições operacionais e técnicas para garantir condições operacionais satisfatórias e confiáveis. Estas restrições incluem capacidade de hospedagem (quantidade máxima de geração distribuída que é suportada pela rede em um ponto específico do sistema de distribuição sem violar os limites), limites de fluxo dos ramos, tensão nodal [87] e limites de corrente, capacidade de geração, bem como outros equipamentos, rede e limitações de controle [82]. Essas restrições são denotadas por,

$$h(x) < 0, \quad \underline{x} < x < \bar{x} \quad (3.13)$$

onde  $\underline{x}$  e  $\bar{x}$  denotam limites técnicos e operacionais inferiores e superiores.

Os limites operacionais estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [87] e as limitações técnicas da MG [82] são consideradas, como indicadas na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Limites operacionais

<b>Potência de condução nodal máxima</b>	$\leq 100 \text{ (kW)}^{(1)}$
<b>Potência máxima de descarga definida pelo carregador EV (despacho)</b>	$\leq 20 \text{ (kW)}$
<b>Limites operacionais de tensão</b>	$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \text{ (p. u.)}$

<sup>(1)</sup> Exceção para o nó 848 (edifício residencial-comercial)  $\leq 300 \text{ (kW)}$

As RMPSs podem ser comissionadas para dar suporte a vários requisitos da MG durante sua operação nos modos conectado e ilhado. Quando a MG está ilhada, todos os seus recursos disponíveis de geração podem contribuir para o suporte de suas cargas.

## Capítulo 4 – Método de Alocação de RMPSs para Suporte de MGs durante Operação Ilhada Programada

As MGs podem operar ilhadas da rede principal em caso de eventos imprevisíveis e programados, como manutenção programada [88]. Nesse modo de operação, o objetivo da MG é maximizar sua capacidade de serviço, ou seja, a carga suprida durante sua operação ilhada. No entanto, devido à disponibilidade limitada de recursos locais, essas redes podem não conseguir atender à demanda desejada durante toda a operação ilhada. Assim, exigindo a alocação de recursos locais adicionais, (3.13) – (4.2).

$$\mathcal{F}(x, \varphi, z) = \max f(x, \varphi, z) \quad (4.1)$$

Sujeito a equação (3.13),

$$g(x, \varphi, z) = 0 \quad (4.2)$$

onde  $f$  é a função de otimização da capacidade de serviço das MGs,  $g$  e (3.13) denotam restrições de igualdade e desigualdade responsáveis por garantir soluções em conformidade com os requisitos técnicos e operacionais da MG ilhada,  $x$  é a variável de estado,  $\varphi$  é o estado operacional do grupo de prioridade de carga da MG,  $z$  é a alocação de recursos locais adicionais.

Esta perspectiva pode ser significativamente aprimorada, considerando as novas possibilidades habilitadas pelas RMPSs. Estas unidades possuem geradores renováveis móveis que podem ser facilmente comissionados e descomissionados em diferentes locais do sistema. Nesta perspectiva, fornece uma solução ideal dando suporte à operação ilhada programada de MGs, pois a mesma unidade da RMPS pode ser usada em MGs de sistemas diferentes após a manutenção pré-programada. Assim, um aumento marginal de  $\Delta P_G$  na geração das MGs, fornecida pela RMPS, pode permitir várias vezes o benefício de instalar o mesmo aumento marginal de  $\Delta P_G$  nas plantas de RESs fixas tradicionais, pois essas unidades podem ser movidas e aproveitadas por vários sistemas de MGs.

$$P_{G,i}^m = P_{G,i}^m + \rho_i \cdot P_G^{(RMPS)} \left| \sum_{i=1}^{|\mathcal{N}_{RMPS}|} \rho_i \cdot P_G^{(RMPS)} = \Delta P_G, m \in \mathcal{M}, i \in \mathcal{N}_{RMPS}, \mathcal{N}_{RMPS} \subseteq \mathcal{N}_m \right. \quad (4.3)$$

Onde  $P_{G,i}^m$  é a geração local no nó  $i$  na MG  $m$ ,  $\rho_i$  é o número de unidades de RMPS comissionadas no nó  $i$ ,  $P_G^{(RMPS)}$  é a contribuição da geração de cada unidade de RMPS,  $\mathcal{M}$  é o conjunto de MGs atendido pela RMPS,  $\mathcal{N}_m$  representa o conjunto de nós com potencial renovável para instalação da RMPS.

A escalabilidade da RMPS e o planejamento do modo ilha da MG foi demonstrado em [28] – [44], para uma ampla gama de aspectos de sistemas de energia, incluindo a melhoria da confiabilidade e a resiliência [32], [35] – [38], [40] – [42], bem como o aprimoramento do desempenho operacional [28] – [31], [33] – [34], [44].

Buscando capitalizar as novas possibilidades habilitadas pela RMPS, este trabalho propõe um novo método para alocação de RMPSs para melhorar a capacidade de serviço de MGs durante a operação ilhada programada. O método proposto é composto de dois estágios principais, uma EMS para operação ilhada programada da MG e uma alocação inteligente da RMPS, respectivamente. A primeira etapa aproveita o conhecimento do tempo de reconexão durante o ilhamento programado para desenvolver uma nova EMS baseada em DP. O método proposto representa o problema de otimização (3.13) – (4.2) por vários subproblemas aninhados solucionáveis retroativamente. Assim, reduzindo significativamente o espaço de pesquisa para a solução ideal. Em seguida, propõe-se um algoritmo baseado em PSO para executar o ajuste iterativo da alocação das RMPSs em direção ao maior benefício para a capacidade de serviço da MG ilhada. O método proposto apresenta uma função objetivo modificada, capaz de evitar possíveis estagnações da PSO causadas pela política de corte de carga de MGs.

Neste Capítulo, as equações são apresentadas na sua forma geral, é suprida a repetição ou a expansão que detalha cada fase, pois desta forma ocorre a simplificação da leitura. Porém cabe ressaltar que a metodologia pode ser aplicada tanto num sistema trifásico, como é a proposta, quanto num sistema monofásico, que possui características mais simples. A descrição detalhada dos métodos propostos é apresentada a seguir.

## 4.1 EMS baseada em Programação Dinâmica para MGs sob Operação Ilhada Programada

Durante o modo de operação ilhada das MGs, os algoritmos da EMS estão focados na maximização da capacidade de serviço da rede. Nesta configuração, além da consideração de restrições técnicas e operacionais tradicionais expressas por (3.13) e (4.2), esses sistemas devem garantir que o suprimento de carga da MG seja executado continuamente por (4.5) e respeitar as classificações prioritárias das cargas descritas por (4.6). Neste sentido, para uma alocação genérica da RMPS indicada por  $z_k$ , o problema da EMS para a MG (3.13) – (4.2) pode ser representado como

$$\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \max[f(x, \varphi, z)|_{z=z_k}],$$

$$\left| \begin{aligned} f(x, \varphi, z)|_{z=z_k} &= \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) \end{aligned} \right. \quad (4.4)$$

sujeito as equações (3.13) e (4.2),

$$\varphi^{(\ell)}(t+1) - \varphi^{(\ell)}(t) \leq 0, \forall t \in [T_{isl}, T_{prog}-\Delta t] \quad (4.5)$$

$$\varphi^{(\ell+1)}(t) - \varphi^{(\ell)}(t) \leq 0, \forall \ell \in [1, |LV| - 1] \quad (4.6)$$

onde  $T_{prog}$  é o tempo esperado de reconexão da MG.

Com base nas limitações impostas por restrições (4.6), cargas prioritárias com classificação mais alta têm seu fornecimento garantido antes do atendimento a grupos com classificação de prioridade mais baixa. O problema da EMS (4.4) – (4.6) pode ser reformulado usando DP, *bottom-up* [60]. Essa representação se apresenta  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  como um problema solucionável recursivamente, com base na solução de subproblemas representativos de cada grupo de prioridade de carga da MG. Neste sentido, a partir do grupo de prioridade de carga com classificação mais alta é formulado um subproblema independente dos grupos de

prioridade de carga subsequentes. Em seguida, cada grupo subsequente de prioridade de carga constitui um novo subproblema baseado nas soluções dos subproblemas anteriores de prioridade de carga com classificação mais alta. A solução do problema da EMS da MG  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  é alcançada quando todos os subproblemas são avaliados, ou seja, o grupo de prioridade mais baixo é avaliado,  $\mathcal{F}^{(|LV|)}(x, \varphi, z)|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(|LV|)}}$ .

$$\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \mathcal{F}^{(|LV|)}(x, \varphi, z)|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(|LV|)}} \quad (4.7)$$

Onde,

$$\mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z)|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(|LV|)}} = \max \left\{ \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) \right\} \quad (4.8)$$

sujeito as equações (3.13), (4.2) e (4.5),

$$P_L^{(MG)}(t) = \begin{cases} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t), & \ell = 1 \\ \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) + \sum_{\ell^\dagger=1}^{\ell-1} \varphi_S^{(\ell^\dagger)}(t) \cdot P_L^{(\ell^\dagger)}(t), & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.9)$$

onde  $\mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z)|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(\ell)}}$  denota os subproblemas para um grupo de prioridade de carga genérico com classificação  $\ell$ ,  $\varphi_S^{(\ell^\dagger)}(t)$  é a solução do estado operacional de subproblemas de grupos de prioridade de carga com classificação mais alta,  $\mathcal{F}^{(\ell^\dagger)}(x, \varphi, z)|_{z=z_k, \varphi=\varphi_S^{(\ell^\dagger)}}|_{\ell^\dagger < \ell}$ .

Além disso, com base no fato de que o problema da EMS do sistema tem um período finito para ser analisado, ou seja,  $\Delta T_{isl} = T_{prog} - T_{isl}$ , onde  $\Delta T_{isl}$  é a duração da operação ilhada da MG. Em associação com a obrigação imposta pela restrição (4.5), a MG deve fornecer continuamente a grupos de prioridade de carga até o seu esgotamento. Pode-se observar

facilmente que a solução ideal para subproblemas  $\mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(\ell)}}$  desconsiderando os limites operacionais e técnicos (3.13) e (4.2) são representados por  $\overline{\varphi_S^{(\ell)}}(t)=1, \forall t \in [T_{isl}, T_{prog}]$ , ou seja, este estado operacional garante que todas as cargas no respectivo subproblema sejam fornecidas continuamente durante toda a operação ilhada, fornecendo consequentemente a solução ótima geral para o respectivo subproblema.

Esse conhecimento prévio da solução ótima geral dos subproblemas permite a  $\mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(\ell)}}$  ser resolvida usando o método de BI [62]. Nesse sentido, a partir da solução ótima geral, pode-se trabalhar de volta para a solução ótima atual que satisfaz as restrições da EMS do subproblema, ou seja (3.13) e (4.2), e (4.5) – (4.6). Para isso, as primeiras soluções candidatas  $\varphi_\beta^{(\ell)}$  são obtidas através da indução reversa da solução ótima geral  $\overline{\varphi_S^{(\ell)}}$ .

$$\varphi_\beta^{(\ell)}(t) = \begin{cases} 1, & t \leq [T_{prog} - \Delta t \cdot (\beta - 1)] \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.10)$$

$$\Phi^{(\ell)} = \left\{ \varphi_\beta^{(\ell)}, \dots, \varphi_{T_{prog}}^{(\ell)} \right\} \quad (4.11)$$

Onde  $\varphi_\beta^{(\ell)}(t)$  denota a solução candidata,  $\beta \in [1, (T_{prog} - T_{isl})/\Delta t]$  é a posição da solução candidata,  $\Phi^{(\ell)}$  é o conjunto de todas as soluções candidatas para o grupo de prioridade de carga  $\langle \ell \rangle$ .

Então, com base nestas soluções candidatas  $\varphi_\beta^{(\ell)}$  um pré-conhecimento do estado de prioridade de carga do subproblema a cada etapa do tempo  $t$  é obtido. Neste sentido, (4.7) – (4.9) pode ser reformulado como uma sequência de subproblemas de minimização aninhados, onde o objetivo é maximizar a potência máxima disponível subsequente, ou seja,  $\overline{P_G}(t+1) = \overline{P_G^{(DG)}} + \overline{P_G^{(RMPS)}} + \overline{P_G^{(ESS)}}(t+1) \left[ \overline{P_G^{(ESS)}}(t+1) = SOC(t) - P_G^{(ESS)}(t) \cdot \Delta t \right]$ , para que um nível mais alto de cargas possa ser atendido para uma solução do subproblema subsequente,  $P_L^{(\ell)}(t+1) < \overline{P_G}(t+1)$ .

$$\begin{aligned}
\mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}} &= \mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(t)} + \dots \\
+ \mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(T_{prog})} &, \left| \mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(t)} = \min\{P_G^{(ESS)}(t)\}
\end{aligned} \tag{4.12}$$

A completa EMS proposta, baseada em DP, é descrita a seguir em (4.13) – (4.15). Sua solução é obtida recursivamente aplicando o método da solução de BI, iniciando no grupo de prioridade mais alta de carga para os grupos de carga de prioridade mais baixa, ou seja,  $\ell = 1, \dots, |LV|$ .

$$\mathcal{F}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k} = \sum_{\ell=1}^{|LV|} BI \left\{ \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(t)} \right\} \tag{4.13}$$

Onde,

$$BI \left\{ \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(t)} \right\} = \mathcal{F}^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi^{(\ell)}} \mid \varphi^{(\ell)} \subset \Phi^{(\ell)} \tag{4.14}$$

sujeito a equações (3.13), (4.2) e (4.9), e

$$\mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(x, \varphi, z) \Big|_{z=z_k, \varphi=\varphi_\beta^{(\ell)}(t)} = \min\{P_G^{(ESS)}(t)\} \tag{4.15}$$

sujeito a equações (3.13), (4.2) e (4.9).

A solução do problema que descreve a capacidade máxima de serviço da MG é representada por,

$$\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi_S^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) \quad (4.16)$$

onde  $\varphi_S^{(\ell)}(t)$  é obtido de (4.13) – (4.15).

## 4.2 Alocação Inteligente das RMPSs com base em PSO

Em seguida, com base na solução anterior do problema, é proposto um algoritmo inteligente para alocação das RMPSs com base em PSO. Para isso, primeiro, observa-se que a solução anterior do problema de otimização é uma função descontínua baseada em etapas, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi_S^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t)$ . Esse recurso pode levar à estagnação da PSO se o passo entre as soluções subsequentes for significativamente grande, ou seja,  $|\mathcal{F}(x, \varphi, z(\mathcal{t})) - \mathcal{F}(x, \varphi, z(\mathcal{t}+1))| \gg 0$ , onde  $z$  representa a alocação das RMPSs, e  $\mathcal{t}$  denota a iteração da PSO. Nesse sentido, toda a população  $\mathcal{K}$  da PSO pode ser encontrada no mesmo platô de solução, levando à incapacidade da PSO de identificar a partícula ideal entre a respectiva população que leva ao caminho de otimização do sistema, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_l} \mid \forall \{k, l\} \in \mathcal{K}, k \neq l$ , onde  $k$  e  $l$  representam partículas na população  $\mathcal{K}$  da PSO.

Ainda assim, deve-se saber que, embora essas partículas possam apresentar a mesma solução da capacidade de serviço, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_{k+1}} \mid \forall k \in \mathcal{K}$ , elas não são necessariamente igualmente ótimas. Neste sentido, com base em (3.12), a capacidade excedente de geração disponível, ou seja,  $\Delta P_G^{(+)}(t) = \overline{P}_G - (P_L^{(\ell)}(t) + P_{loss}^{(\ell)}(t))$ , pode ser usada como uma métrica suplementar para determinar as partículas ótimas da PSO. Dado que  $\overline{P}_G$  é constante em cada etapa do tempo, pode-se mostrar que a partícula que apresenta o maior excedente de capacidade de geração é aquela que apresenta perdas reduzidas.

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} &= \max \left\{ \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) + \Delta P_G^{(+)}(t) \right\} \\
&= \min \left\{ \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_{loss}^{(\ell)}(t) \right\} = \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi_S^{(\ell)}(t) \cdot P_{loss}^{(\ell)}(t)
\end{aligned} \tag{4.17}$$

Nesta perspectiva, a identificação de partículas locais e globais ótimas da PSO pode ser realizada usando um processo de verificação em duas etapas. Primeiro, as respectivas partículas são avaliadas buscando identificar as que levam à maior capacidade de serviço, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . Em seguida, no caso de várias partículas terem a mesma capacidade de serviço, a que apresenta a menor perda de energia é selecionada como a ideal, ou seja, critério de perda  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . Esse processo leva a uma mudança implícita na atualização de velocidade da PSO, consequentemente evitando a estagnação prematura, pois as melhores soluções globais e locais são forçadas a uma mudança de posição [89]. A determinação das partículas ótimas locais e globais é apresentada a seguir.

As partículas ótimas locais  $y_k(t+1)$  são obtidas comparando cada partícula atual e soluções candidatas anteriores para os critérios  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  e  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ .

$$y_k(t+1) = \begin{cases} z_k(t+1), & \mathcal{F}(x, \varphi, z_k(t+1)) > \mathcal{F}(x, \varphi, z_k(t)) \\ z_k(t+1), & \mathcal{F}(x, \varphi, z_k(t+1)) = \mathcal{F}(x, \varphi, z_k(t)) \\ & \& \mathcal{L}(x, \varphi, z_k(t+1)) < \mathcal{L}(x, \varphi, z_k(t)) \\ z_k(t), & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{4.18}$$

$$Y_p(t+1) = [y_k(t+1), \dots, y_{|X|}(t+1)], \quad y_k(t+1) = [y_k^l(t+1), \dots, y_k^{|N_m|}(t+1)]^T \tag{4.19}$$

A partícula ótima global  $\hat{y}(t+1)$  é determinada com base no conjunto ótimo da população local  $Y_p(t+1)$ . Para isso, primeiro um subconjunto  $\hat{Y}_p(t+1)$  representando as soluções com maior capacidade de serviço é extraído do conjunto completo  $Y_p(t+1)$ . Em

seguida, a partícula ótima  $\hat{y}(\mathit{t}+1)$  é determinada pela identificação da solução que apresenta a menor perda no subconjunto da população refinada  $\hat{Y}_p(\mathit{t}+1)$ .

$$\hat{y}(\mathit{t}+1) = y_k(\mathit{t}+1) \mid \mathcal{L}(x, \varphi, y_k(\mathit{t}+1)) = \min \left\{ \mathcal{L}(x, \varphi, \hat{Y}_p(\mathit{t}+1)) \right\} \quad (4.20)$$

$$\hat{Y}_p(\mathit{t}+1) = Y_p(\mathit{t}+1) \mid \mathcal{F}(x, \varphi, \hat{Y}_p(\mathit{t}+1)) = \max \left\{ \mathcal{F}(x, \varphi, Y_p(\mathit{t}+1)) \right\} \quad (4.21)$$

Onde  $|\mathcal{K}|$  é o número total de partículas em  $\mathcal{K}$ ,  $|\mathcal{N}_m|$  é o número de todos os locais candidatos para alocação de RMPSs na MG  $m \in \mathcal{M}$ .

Uma vez determinadas as partículas ótimas locais e globais da PSO, a variação populacional é realizada calculando as respectivas velocidades de adaptação,  $v_k^l$ , para cada partícula,  $z_k$ .

$$v_k^l(\mathit{t}+1) = w \cdot v_k^l(\mathit{t}) + c_1 \cdot r_1^l(\mathit{t}) \cdot [y_k^l(\mathit{t}) - z_k^l(\mathit{t})] + c_2 \cdot r_2^l(\mathit{t}) \cdot [\hat{y}(\mathit{t}) - z_k^l(\mathit{t})] \quad (4.22)$$

Onde,  $r_1^l \sim (0,1)$  e  $r_2^l \sim (0,1)$  são sequências aleatórias e contribuem para a natureza estocástica da PSO,  $c_1 > 0$  e  $c_2 \leq 2$  são constantes, chamados coeficientes de aceleração e influenciam respectivamente o passo máximo em direção  $y_k^l$  e em direção  $\hat{y}$ ,  $w$  é o peso da inércia, conforme definido em [90].

Esse processo leva à nova população de alocação das RMPSs indicada por  $z_k(\mathit{t}+1)$ .

$$z_k(\mathit{t}+1) = z_k(\mathit{t}) + v_k(\mathit{t}+1), \mid v_k(\mathit{t}) = \text{sat} \left\{ [v_k^l(\mathit{t}), \dots, v_k^{|\mathcal{K}|}(\mathit{t})]^T; \bar{v}, -\bar{v} \right\} \quad (4.23)$$

Onde  $\bar{v} = \lambda \cdot \bar{s} \mid 0,1 < \lambda \leq 1$ ,  $\bar{s}$  é o limite do intervalo do espaço de pesquisa da PSO.

A seguir, a nova solução populacional é avaliada,  $\mathcal{F}(x, \varphi, z_k(\mathit{t}+1))$ . Este processo é executado iterativamente até a estagnação, ou seja, o critério  $\zeta$  é consecutivamente satisfeito por um número pré-determinado de iterações  $\zeta_{iter}$ .

$$\zeta(t+1) = \begin{cases} [\mathcal{F}(x, \varphi, \hat{y}(t+1)) - \mathcal{F}(x, \varphi, \hat{y}(t))] = 0 \\ \& [\mathcal{L}(x, \varphi, \hat{y}(t+1)) - \mathcal{L}(x, \varphi, \hat{y}(t))] < \zeta_{tol} \end{cases} \quad (4.24)$$

Onde  $\zeta_{tol}$  denota a tolerância à estagnação.

O método inteligente proposto completo para a alocação de RMPSs para dar suporte a capacidade de serviço de MGs durante a operação ilhada programada é detalhado e ilustrado no fluxograma representado na Figura 4.1.

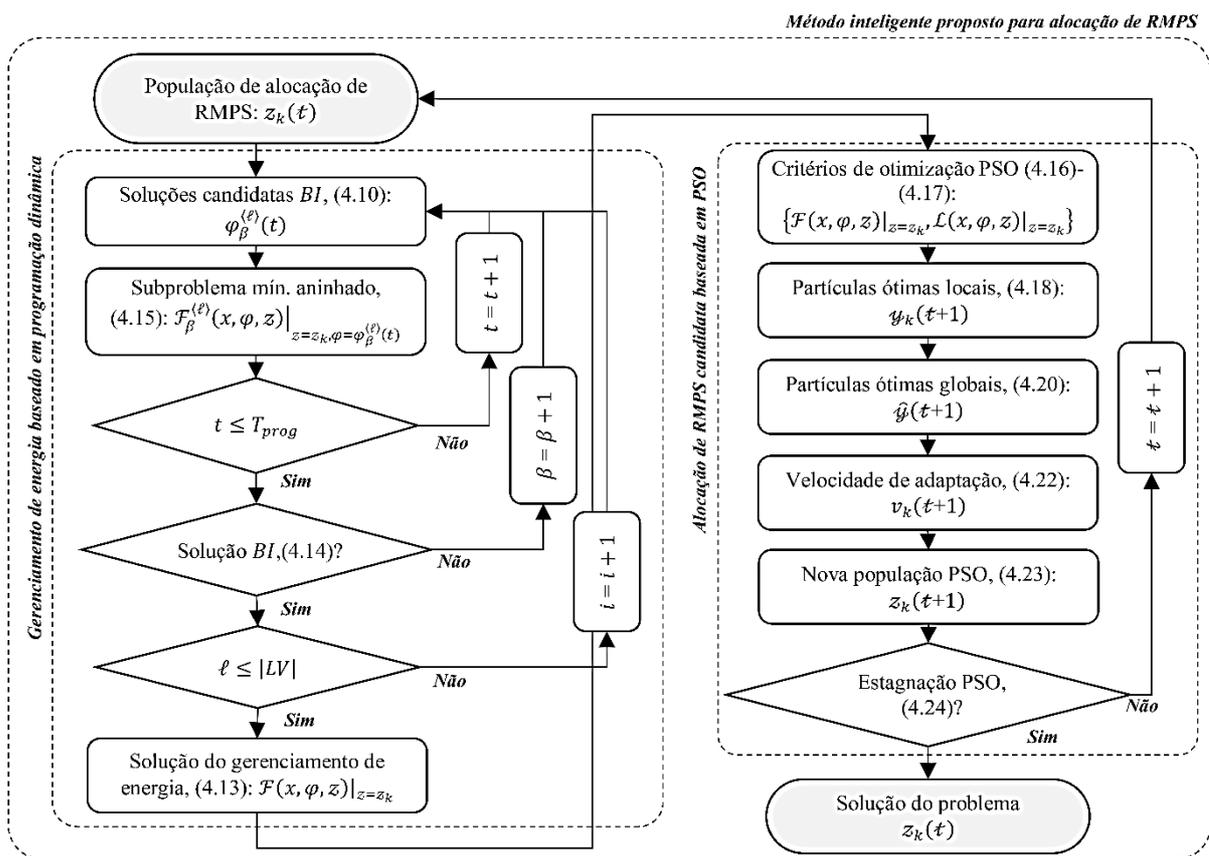


Figura 4.1 – Fluxograma proposto

Além disso, descrições detalhadas dos algoritmos para resolver a alocação de RMPSs estão representadas nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente o algoritmo de PSO e o algoritmo de gerenciamento de energia em DP. Deve-se notar que a aplicabilidade do método proposto é dedicada ao planejamento de MGs e ao EM sob operação ilhada programada, pois as premissas

usadas para o projeto do algoritmo de gerenciamento de energia em DP proposto são específicas para as condições operacionais de MGs no modo ilhado programado.

Tabela 4.1 – Algoritmo de PSO para alocação de RMPSs

---

**Algoritmo 1**

---

- a) Determinar a população inicial  $\mathcal{K}$ .
  - b) Inicializar:  $\mathbf{z}_k$ ,  $-\bar{v} < \mathbf{v}_k < \bar{v}$ ,  $k = \mathbb{N}[1, \dots, |\mathcal{K}|]$ ;  $\mathbf{c}_1 > \mathbf{0}$ ,  $\mathbf{c}_2 \leq \mathbf{2}$ ,  $\underline{\omega} < \omega < \bar{\omega}$ ;  
 $\mathbf{r}_1^l \sim (\mathbf{0}, \mathbf{1})$ ,  $\mathbf{r}_2^l \sim (\mathbf{0}, \mathbf{1})$ ,  $l = \mathbb{N}[1, \dots, |\mathcal{N}_m|]$ .
  - c) **Repetir:**
    - 1) Para cada partícula  $k \in \mathcal{K}$ :
      - Calcular o **Algoritmo 2**;
      - Obter as funções objetivo  $\mathcal{F}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\varphi}, \mathbf{z})|_{\mathbf{z}=\mathbf{z}_k}$  e  $\mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\varphi}, \mathbf{z})|_{\mathbf{z}=\mathbf{z}_k}$ ;
      - Determinar as partículas locais ótimas  $\boldsymbol{\psi}_k$ ;
    - 2) Calcular as partículas globais ótimas  $\hat{\boldsymbol{\psi}}$ ;
    - 3) Para cada partícula  $k \in \mathcal{K}$ :
      - Calcular o peso da inércia  $\omega$ ;
      - Atualizar a velocidade de adaptação  $\mathbf{v}_k$ ;
      - Atualizar a nova população  $\mathbf{z}_k$ .
  - d) **Até:**  $\zeta$  convergir dentro de uma precisão prescrita  $\zeta_{tol}$  ou  $t$  atingir uma número pré-determinado de iterações  $\zeta_{iter}$ .
-

Tabela 4.2 – Algoritmo de gerenciamento de energia em DP

---

**Algoritmo 2**


---

- a) Inicializar as condições de operação para DERs e cargas.
  - b) **Repetir:**
    - 1) **Repetir:**
      - **Repetir:**
        - Determinar soluções candidatas BI.
        - Obter  $\mathcal{F}_\beta^{(\ell)}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\varphi}, \mathbf{z}) \Big|_{\mathbf{z}=\mathbf{z}_k, \boldsymbol{\varphi}=\boldsymbol{\varphi}_\beta^{(\ell)}(t)}$
      - **Até:**  $t$  atingir o tempo de reconexão agendado pré-determinado  $T_{prog}$ .
    - 2) **Até:** solução BI convergir dentro de uma precisão prescrita.
    - 3) **Até:**  $\ell$  atingir o grupo de menor prioridade  $|LV|$ .
-

## Capítulo 5 – Resultados e Análises

Neste Capítulo, é verificada a eficácia da alocação inteligente da RMPS proposta para o suporte de MGs durante a operação ilhada programada. Para isso, é investigado um planejamento da modernização de uma empresa de serviços públicos. O respectivo utilitário contém várias MGs e está atualmente buscando determinar qual tecnologia de RES pode oferecer o melhor benefício por capacidade instalada, para maximizar sua capacidade geral de serviço durante a operação ilhada programada de MGs, ou seja, incluindo todas as MGs definidas. Este estudo está alinhado com as novas precauções necessárias para mitigar a crescente interrupção do fornecimento de eletricidade devido a incidentes graves relacionados ao clima, bem como a manutenção programada. Para isso, visando a reprodutibilidade dos resultados, uma MG baseada em um sistema de distribuição IEEE de 34 barras modificado com operação ilhada programada com duração de  $\Delta T_{isl} = 3h30min$  é empregada. Neste sistema, os DERs locais são incluídos, a penetração dos EVs com capacidade V2G é considerada, bem como os limites técnicos e operacionais são implementados, como detalhado no Capítulo 3. A respectiva MG apresenta capacidade de corte de carga seguindo a classificação de grupos prioritários estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [86]. Nesse sentido, três níveis de grupos prioritários  $i$  são considerados, ou seja,  $\ell \in LV \mid LV \subset \mathbb{N}[1,3]$ , onde o nível de prioridade mais alto ' $\ell=1$ ' deve ser fornecido antes de fornecer ao nível mais baixo ' $\ell=3$ '. O modelo de carga adotado foi o de potência constante uma vez que representa o pior caso. Além disso, o investimento total na capacidade local do RES  $\overline{\Delta P_G^{(MG)}}=4,2 MW$  está disponível pelo utilitário. A penetração de geração renovável em relação à carga total do sistema é de 24,72%. Esta geração pode ser instalada usando turbinas eólicas nos nós com potencial eólico contido no conjunto  $\mathcal{N}_{RMPS}=\{802, 826, 838, 858\}$ . Para determinar as contribuições de geração dessas unidades, são consideradas medições reais do potencial eólico [80]. Os valores dos parâmetros do algoritmo de PSO utilizados são descritos na Tabela 5.1.

Os resultados são obtidos para um computador pessoal com processador: Intel® CORE™ I5-10210U CPU@ 1,60 GHz, RAM instalada 12,0 GB (11,9 GB usável), tipo do sistema operacional 64-bit, processador x64.

Com base neste cenário, são realizadas duas análises principais. Primeiro, a abordagem

proposta para alocação de RMPSs é apresentada. Esta análise descreve o processo de convergência do método proposto, levando à respectiva alocação inteligente das RMPSs. Em seguida, estudos de caso comparativos são desenvolvidos buscando a validação da RMPS como a tecnologia de RES mais adequada para o apoio às operações programadas de ilhamento e a capacidade do método proposto para determinar os locais adequados para a colocação do RES. Para isso, são apresentados quatro estudos de caso comparativos, considerando diferentes tecnologias e alocações de RES. Além disso, a escalabilidade da abordagem proposta para auxiliar o planejamento do sistema de energia e a operação de curto prazo é verificada. Os requisitos de processamento estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelecem que os cálculos de curto prazo devem estar disponíveis em intervalos de 30 minutos [91].

Tabela 5.1 – Parâmetros da PSO

$\lambda$	$ \mathcal{K} $	$\bar{s}$	$c_1$	$c_2$	$\underline{w}$	$\overline{w}$	$\zeta_{iter}$	$\zeta_{tol}$
1	15	500	1	1	0,8	1,4	20	10

Antes da realização das duas análises principais, a seguir será discutida e representada graficamente como a PSO modificada proposta evita a estagnação local e encontra a convergência global.

E por último será utilizado o índice de estabilidade de tensão apresentado na Seção 2.4 para auxiliar a PSO a determinar a solução.

## 5.1 Análise de Convergência da Alocação Inteligente de RMPS Proposta com base em PSO

Nesta seção, a alocação inteligente de RMPS proposta, com base na capacidade da PSO de evitar a estagnação local, enquanto caminha para a convergência global é discutida e representada graficamente.

Na Figura 5.1, uma representação reduzida do problema de maximização da capacidade de serviço da MG é ilustrada para uma rede com duas unidades geradoras e política de redução de carga discreta. Como se pode observar, esse problema apresenta várias regiões operacionais descontínuas indicadas pelos planos  $P_L-LVI$ , ...,  $P_L-LV'N'$ , em que o plano  $P_L-LV'N'$  contém

a solução ideal do problema. Essas zonas caracterizam a descontinuidade essencial da função objetivo imposta pela política discreta de corte de carga (3.12) e podem levar à convergência prematura da PSO se a direção da velocidade for composta apenas por termos  $P_{G1}$  e  $P_{G2}$ , ou seja, convergência prematura. Nesse sentido, para lidar com essa possível limitação, o algoritmo de PSO proposto considera a associação de uma métrica objetiva suplementar indicada por  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . Essa métrica é projetada de forma a remover a descontinuidade essencial imposta  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  e, conseqüentemente, evitar uma possível convergência prematura. Além disso, deve fornecer um termo de direção de velocidade  $P_L$ , ou seja, perpendicular aos planos de estagnação local  $P_L - LV'k'$ , para que uma direção de pesquisa transversal em direção à convergência global do problema possa ser obtida.

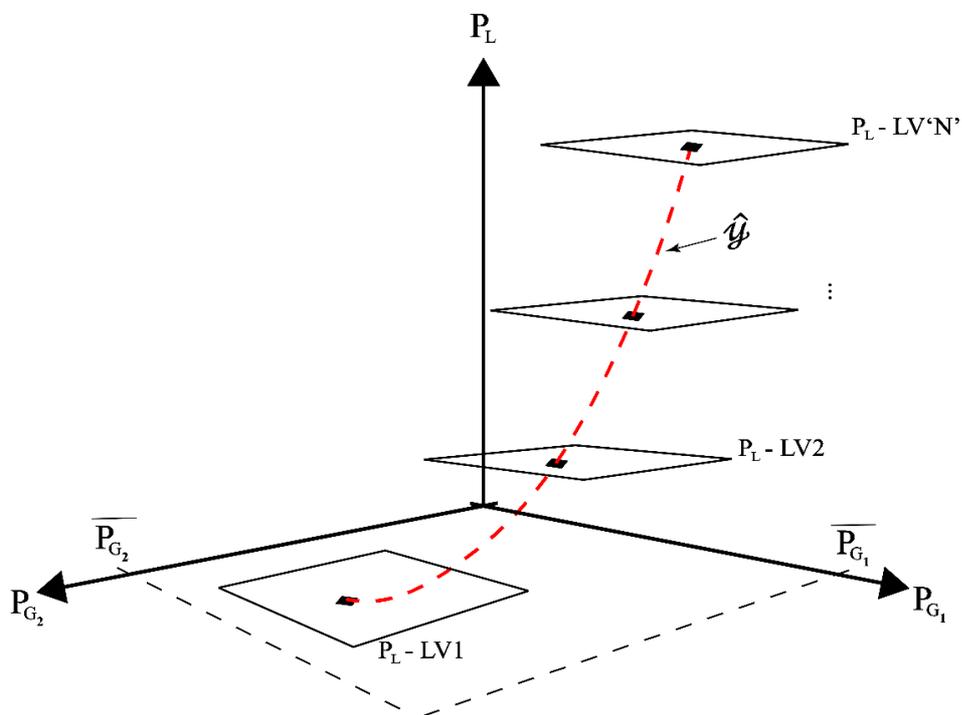


Figura 5.1 – Representação do problema de maximização da capacidade de serviço da MG para uma rede de 2 geradores

Analisando esse problema, pode-se observar que esses objetivos são alcançados considerando o projeto métrico suplementar como 1) minimização da perda de energia ou 2) maximização da carga atendida adicionada ao excedente de energia, ou seja,  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} =$

$\max \left\{ \sum_{\ell=1}^{|LV|} \sum_{t=T_{isl}}^{T_{prog}} \varphi^{(\ell)}(t) \cdot P_L^{(\ell)}(t) + \Delta P_G^{(+)}(t) \right\}$ . O último é mostrado na Figura 5.2. Como se pode observar, a métrica  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k} = \max \left\{ P_L^{(MG)} + \Delta P_G^{(+)}(t) \right\}$  remove a descontinuidade essencial imposta  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ , permitindo um espaço de pesquisa contínuo para o algoritmo de PSO. Além disso, fornece uma velocidade com um componente perpendicular aos planos de estagnação local, ou seja,  $P_L^{(MG)}$ , levando a uma direção de busca transversal em direção à convergência global do sistema, ou seja, às soluções globais limitadas pelas restrições técnicas das MGs, por exemplo  $\overline{P_G}$ .

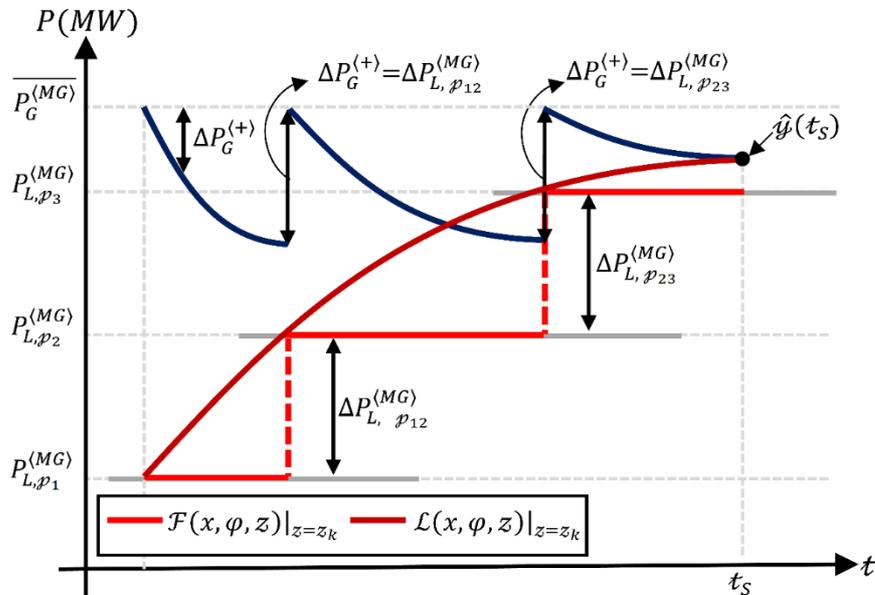


Figura 5.2 – Representação compacta do método proposto para o caso geral

## 5.2 Alocação Inteligente proposta de RMPSs

Nesta Seção, é apresentada a alocação inteligente proposta das RMPSs. Essa análise pressupõe o uso da RMPS como a tecnologia de RES selecionada para o investimento em concessionárias. Além disso, o método proposto é utilizado para selecionar os locais para alocação dessas unidades. Essa perspectiva é detalhada na Figura 5.3, incluindo um estudo de caso comparativo que ilustra a capacidade da abordagem proposta de evitar convergência prematura. Para isso, são assumidas duas perspectivas, a primeira alocação de RMPS considerando apenas a principal função objetivo, realizada por  $\mathcal{F}^*(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . A seguir, é

considerado o método proposto com a função objetivo de duas camadas, representada por  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  e  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ .

Na Figura 5.3, é possível observar que a capacidade de serviço obtida  $\mathcal{F}^*(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  considerando apenas a primeira função objetivo leva a uma solução prematura, ou seja,  $\hat{\varphi}^*(t)|_{t=8}$ . Essa convergência prematura ocorre devido à diminuição da velocidade das partículas, motivada pelo espaço de pesquisa discreto, não permitindo alterações de posição entre as melhores partículas locais e globais. Consequentemente, levando à estagnação do enxame. A seguir, o processo de otimização é descrito, considerando os dois termos da função objetivo do método proposto, respectivamente a capacidade de serviço  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  e a perda de energia  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . Primeiro, uma análise geral indica que o método proposto pode melhorar continuamente a função objetivo projetada até atingir a convergência, ou seja,  $\zeta(t) \neq 1, \forall t < (t_S - \zeta_{iter})$ , onde  $t_S$  denota a iteração que leva à solução do método proposto. Consequentemente, levando a uma solução de alocação das RMPSs capaz de melhorar significativamente a capacidade de serviço da MG, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, \hat{\varphi}(t_S)) \gg \mathcal{F}(x, \varphi, \hat{\varphi}(t_0))$ , onde  $t_0$  denota a iteração inicial. Além disso, através de uma análise detalhada, pode-se observar que a capacidade de atendimento da MG  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  tem um comportamento descontínuo baseado em etapas, que, como discutido anteriormente, pode levar à estagnação da PSO. Isso ocorre quando a MG apresenta uma política discreta de corte de carga por grupos prioritários [82]. Ainda assim, esta perspectiva é alterada pelo segundo termo da função objetivo  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$ . Durante as iterações apresentando  $\mathcal{F}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  constante,  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  permite a identificação de um caminho de otimização, ou seja, minimizando  $\mathcal{L}(x, \varphi, z)|_{z=z_k}$  a MG pode aumentar sua capacidade de energia disponível localmente até o ponto em que recursos suficientes são preservados para fornecer um grupo subsequente de cargas para uma etapa extra, ou seja,  $\mathcal{F}(x, \varphi, \hat{\varphi}(t+1)) > \mathcal{F}(x, \varphi, \hat{\varphi}(t))$ . Esse processo é mantido por 16 iterações até que a estagnação seja observada e a solução do problema alcançada, ou seja,  $\hat{\varphi}(t_S)|_{t_S=16}$ . A solução do método proposto para alocação das RMPSs está descrita na Tabela 5.2.

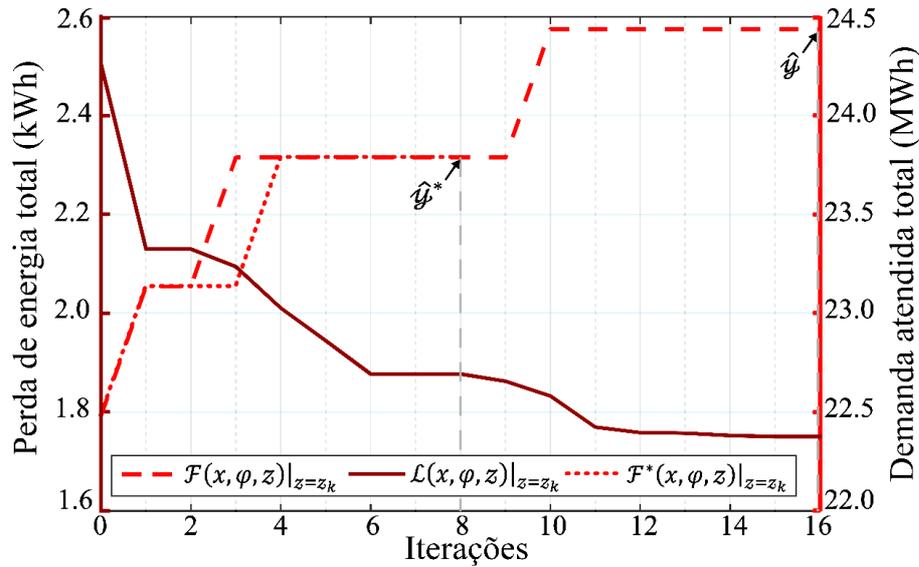


Figura 5.3 – Processo de convergência do método proposto

Tabela 5.2 – Solução do método proposto para alocação das RMPSs

Barra $i \in \mathcal{N}_{RMPS}$	802	826	838	858
$P_{G,i}^{(RMPS)}$ (kW)	4,0	97,8	59,4	4088,8

A alocação é realizada de forma equilibrada para cada fase do sistema, ou seja, o valor inteiro divide-se para as três fases. Os resultados indicam que a abordagem proposta possui um valor ABO de 7,58 min, considerando 25 execuções independentes da simulação computacional [92], o que é significativamente menor do que os requisitos estabelecidos pelo ONS. Em seguida, é verificada a escalabilidade da abordagem proposta para o planejamento do sistema de energia e operação de curto prazo, pois seu desempenho computacional não apresenta um fator limitante crítico para sua aplicação, considerando os requisitos práticos dos padrões do ONS.

### 5.3 Avaliação de Desempenho e Análise Comparativa

Nesta Seção, os resultados são apresentados na sua forma geral, é suprida a expansão que detalha cada fase, pois desta forma ocorre a simplificação da leitura e consequentemente o fácil entendimento da contribuição da proposta. Esta forma de apresentar os resultados não interfere na qualidade dos dados ou da proposta. Lembrando que a alocação é realizada de

forma equilibrada para cada fase do sistema desbalanceado, isto não é uma limitação da metodologia, poderia ser realizada a alocação de forma desequilibrada para cada fase.

A seguir, a solução do método proposto é validada em comparação com diferentes abordagens para a respectiva solução do problema. Estas soluções descritas nos Casos I – IV incluem diferentes tipos de tecnologia RES, ou seja, RESs fixos tradicionais e móveis, Casos I – III; bem como diferentes EMS para alocação de RESs, respectivamente focados na maximização do serviço e melhoria da autonomia, Casos I e IV.

Os estudos de caso desenvolvidos são os seguintes: 1) O Caso I apresenta a operação da MG para o método proposto. Essa abordagem visa maximizar a capacidade de serviço da MG para uma operação ilhada programada usando as RMPSs; 2) O Caso II considera a instalação do RES fixo tradicional. Para isso, uma usina de RES é considerada associada no barramento da subestação que conecta esta MG à rede principal, ou seja, barramento 802. A planta de RES é capaz de isolar-se com a MG; 3) O Caso III representa um cenário em que o investimento em RES é realizado em uma MG diferente daquela considerada nesta análise, ou seja, a concessionária possui várias MGs e a usina de RES é instalada em uma subestação diferente. Nesse sentido, a geração da MG é fornecida apenas pelos DERs locais, originalmente disponíveis. Essa perspectiva é significativamente aprimorada pela capacidade de mobilidade da RMPS, como será discutido a seguir; e 4) O Caso IV considera a alocação das RMPSs usando uma EMS focada na melhoria da autonomia de MGs, ou seja, o processo de maximização é realizado por um tempo de reconexão desconhecido,  $T_{prog} \rightarrow \infty$ . A Tabela 5.3 resume a comparação de estudos de caso.

Os resultados obtidos mostrados nas Figuras 5.4 – 5.11 apresentam a MG inicialmente conectada à rede principal por 30 minutos quando o ilhamento programado é executado, ou seja,  $T_{isl} = 0h30min$ . Em seguida, a MG é operada em ilha por um período  $\Delta T_{isl} = 3h30min$ , até a reconexão ser realizada em  $T_{prog} = 4h00min$  para os Casos I-III, enquanto para o Caso 4 não é considerada a reconexão para avaliar a capacidade de autonomia da MG, ou seja,  $T_{prog} \rightarrow \infty$ . Durante o modo conectado à rede, a MG é conectada à rede principal no ponto de acoplamento comum (PCC) com o balanceamento de geração/demanda assumido pela rede principal  $P_G^{(Main)}$ . Os EVs estão operando no modo de carregamento, as DGs locais são despachadas com uma contribuição fixa definida pelo operador do sistema, enquanto os

RESs/RMPSs (quando disponíveis) operam no modo PQ com sua geração injetada diretamente de acordo com a velocidade do vento. Deve-se notar que, devido ao planejamento de alocação de RMPSs focado na melhoria da capacidade de serviço de MGs durante a operação ilhada programada, sua alocação no modo conectado à rede não é otimizada. Por outro lado, quando ocorre o ilhamento programado, o fornecimento principal da rede é interrompido, ou seja,  $P_G^{(Main)} = 0$  e o balanço de geração/demanda deve ser realizado localmente. Nesse sentido, unidades locais disponíveis, como a contribuição de DGs e EVs, são controladas pela EMS da MG para garantir o equilíbrio entre geração/demanda e a alocação de RMPSs representa pontos focais para a melhoria da capacidade de serviço de MGs durante o ilhamento programado.

Tabela 5.3 – Descrição dos estudos de caso

Caso	RES		EMS	
	RMPS	Fixo	$T_{prog}$	$T_{prog} \rightarrow \infty$
I	✓	–	✓	–
II	–	✓	✓	–
III	–	–	✓	–
IV	✓	–	–	✓

Nas Figuras 5.4 – 5.7, a geração da rede principal e dos DERs são mostrados em detalhes. A energia gerada a partir da rede principal e dos EVs para os Casos I – IV são denotados respectivamente por  $P_G^{(Main)}$  e  $P_G^{(ESS)}$ . Além disso, a energia gerada pela MG, incluindo as DGs locais e os RESs alocados, são indicados respectivamente para cada  $P_G^{(MG),c} | c \in \{I, II, III, IV\}$ , onde sobrescrito  $c$  representa os Casos I – IV, ou seja,  $P_G^{(MG),I} = P_G^{(RMPS),I} + P_G^{(DG)}$ ,  $P_G^{(MG),II} = P_G^{(RES),II} + P_G^{(DG)}$ ,  $P_G^{(MG),III} = P_G^{(DG)} | P_G^{(RES),III} = 0$ ,  $P_G^{(MG),IV} = P_G^{(RMPS),IV} + P_G^{(DG)}$ .

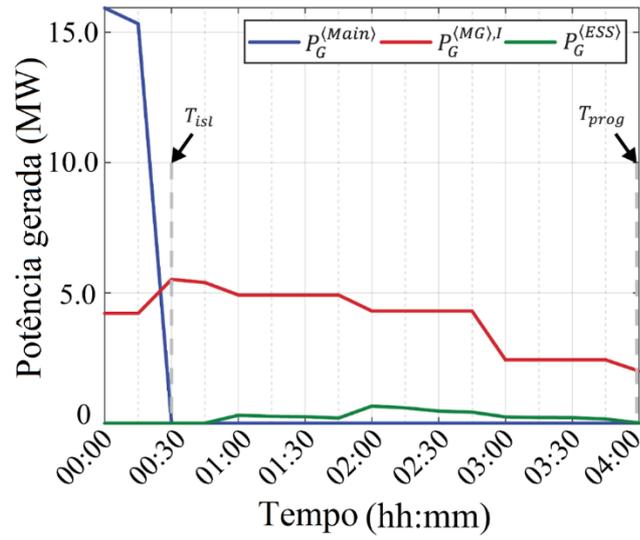


Figura 5.4 – Geração de energia para o Caso I

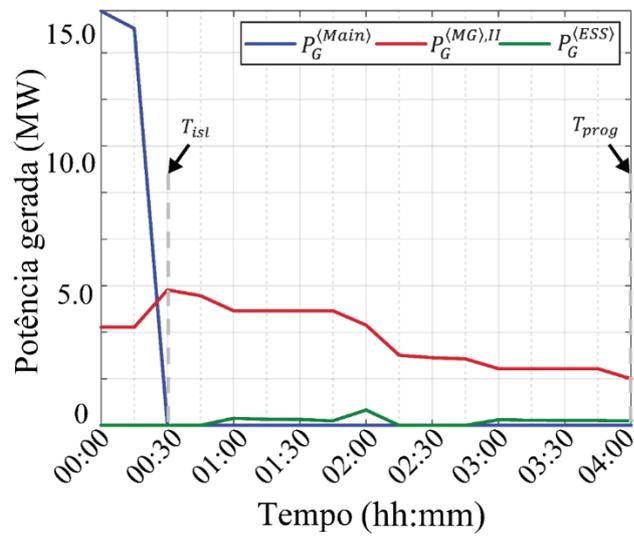


Figura 5.5 – Geração de energia para o Caso II

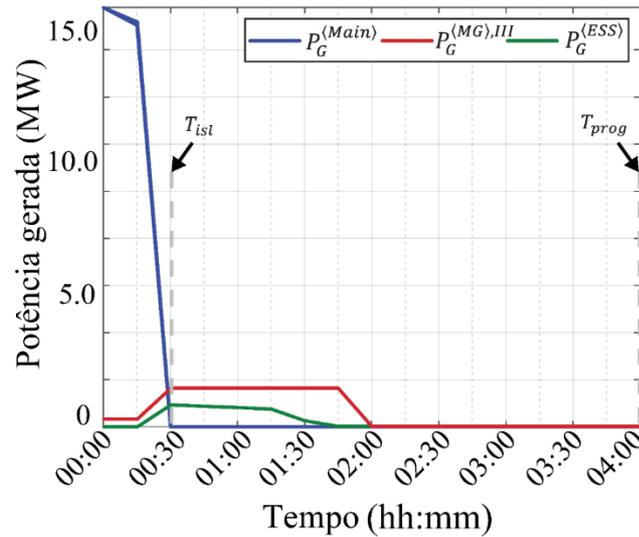


Figura 5.6 – Geração de energia para o Caso III

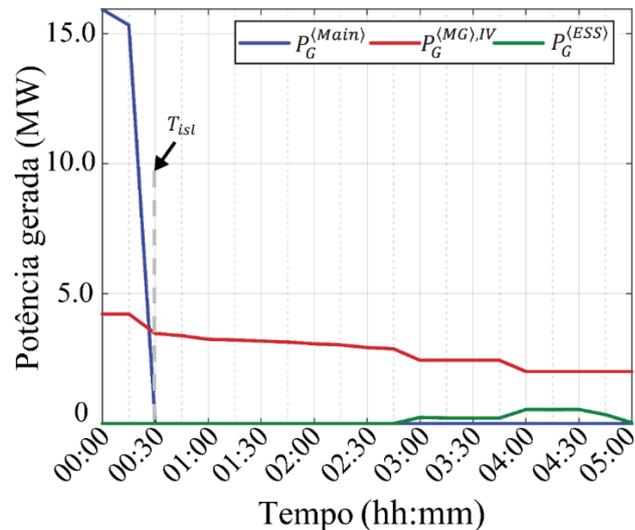


Figura 5.7 – Geração de energia para o Caso IV

Além disso, as Figuras 5.8 – 5.11 ilustram a carga total atendida pela MG para os Casos I – IV. Nesta perspectiva, analisando a Figura 5.8 – 5.11, pode-se observar que a abordagem proposta leva a uma melhoria substancial na capacidade de serviço da MG durante a operação ilhada programada em comparação com os Casos II – IV. Primeiro, comparando os Casos I e II, o ilhamento programado da MG permite que o método proposto obtenha conhecimento prévio da perspectiva de geração parcial da MG durante toda a operação de ilhamento, ou seja, reservas de energia locais esperadas, capacidade de geração e demanda de carga prevista. Estas informações permitem que o método proposto identifique os posicionamentos ideais das

RMPSs que levarão a um aprimoramento geral da capacidade de geração do sistema com base na operação ilhada programada completa. Por outro lado, o Caso II representa um cenário em que a capacidade do RES é fixada na subestação da MG. Esse cenário busca melhorar a contribuição do RES para a rede principal durante a operação conectada à MG, além de apoiar a MG durante as condições operacionais da ilha. Nesse sentido, mesmo que os dois casos ofereçam a mesma quantidade total da capacidade de geração adicional, a falta de mobilidade do RES no Caso II leva a um desempenho reduzido quando comparado ao Caso I, que pode apresentar posicionamentos das RMPSs otimizados para cada operação ilhada programada da MG.

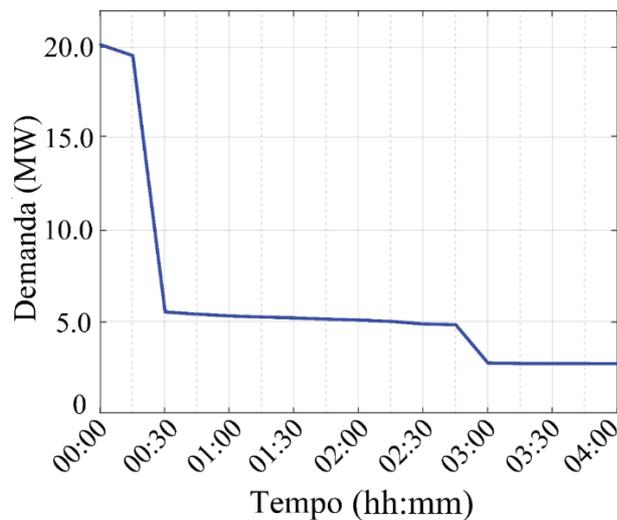


Figura 5.8 – Carga suprida pela MG para o Caso I

Esta perspectiva é ainda mais destacada na comparação dos Casos I e III. No Caso III, presume-se que o investimento na geração do RES seja realizado por geração fixa, similar ao Caso II, porém está instalado em outra região do sistema. Nesse sentido, a capacidade de serviço da respectiva MG analisada é significativamente reduzida em comparação aos Casos I – II, que nem sequer é capaz de garantir o suprimento local do grupo de maior prioridade de carga,  $\varphi^{(\ell)} | \ell=1$ , durante todo o período operacional em ilha, conforme ilustrado na Figura 5.10. Ainda assim, essa perspectiva pode ser significativamente aprimorada ao considerar a tecnologia da RMPS. Dada a capacidade de mobilidade da RMPS, essas unidades podem ser desativadas de uma MG para outra. Neste sentido, estes sistemas podem proporcionar um

benefício ainda maior, pois sua mobilidade permite que sua melhoria não se limite a uma única MG. Em vez disso, estas unidades podem ser movidas por todo o sistema, beneficiando diferentes MGs. Portanto, a aplicação da RMPS leva a benefícios significativos em relação às soluções fixas tradicionais de RES para dar suporte as MGs durante a operação programada ilhada.

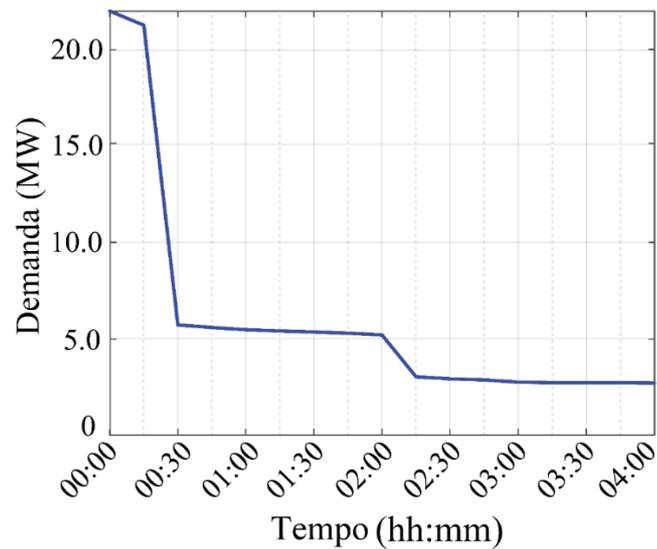


Figura 5.9 – Carga suprida pela MG para o Caso II

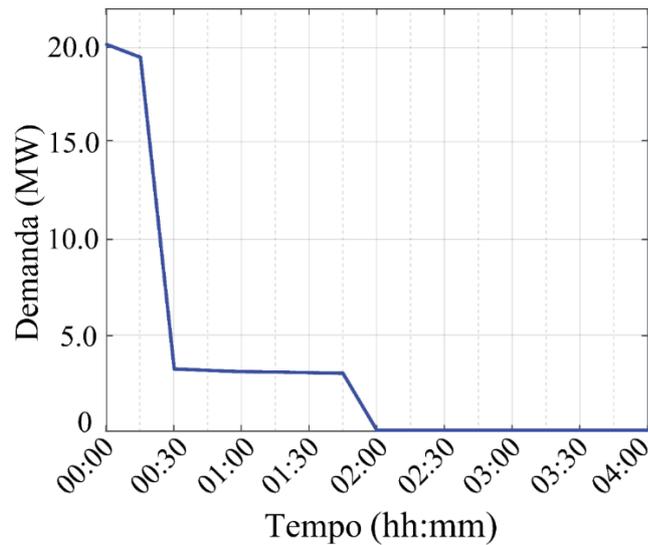


Figura 5.10 – Carga suprida pela MG para o Caso III

Além disso, é apresentada uma análise comparativa entre diferentes EMS para alocação e operação das RMPSs comparando os Casos I e IV. O Caso IV realiza a alocação das RMPSs considerando uma EMS focada na melhoria da autonomia de MGs. Nesse sentido, seu objetivo é garantir o fornecimento das cargas mais críticas pelo maior tempo possível, ou seja, uma reconexão desconhecida é assumida. Ainda assim, esta estratégia não é adequada para melhorar a capacidade de serviço da MG durante operações programadas ilhadas. Como se pode observar na Figura 5.7, o Caso IV preserva a energia dos EVs para garantir o fornecimento de cargas críticas por um período em que a MG já seria reconectada, ou seja,  $T_{prog} = 4h00min$ . Conseqüentemente, isso leva a uma redução na capacidade de geração local que pode ser empregada para melhorar a capacidade de serviço da MG durante a operação programada ilhada. Esta perspectiva mostra o requisito para projetar a EMS especificamente para operação ilhada programada da MG.

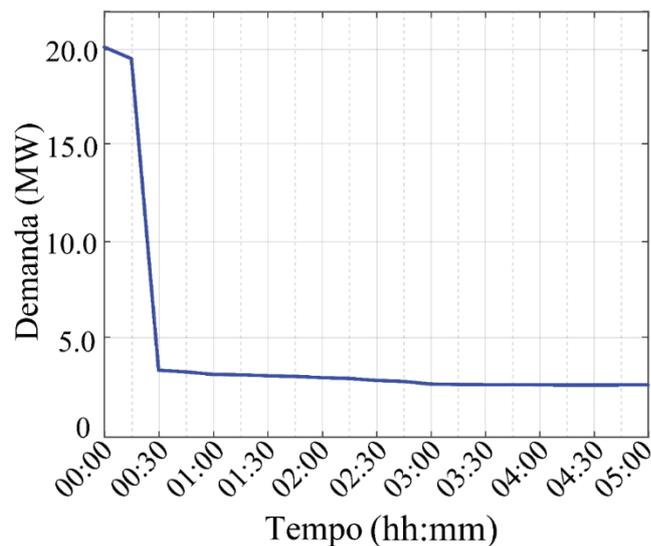


Figura 5.11 – Carga suprida pela MG para o Caso IV

A seguir, a capacidade de serviço da MG por grupo prioritário de cargas para os Casos I – IV é mostrada na Figura 5.12 e na Tabela 5.4. Primeiro, pode-se observar que a capacidade do Caso I de otimizar alocando de maneira ótima as RMPSs, leva a uma melhoria de 9,5% da capacidade total de serviço da MG e a um aumento de 28,9% no suprimento de cargas do grupo prioritário LV2, quando comparado ao mesmo suporte de geração fornecido pelo RES fixo tradicional, ou seja, o Caso II. Em seguida, em comparação com o Caso III, o Caso I leva a uma

melhoria geral de 71,0% na capacidade de serviço da MG. Isso é obtido devido à capacidade da RMPS de suportar diferentes MGs no sistema, ou seja, essas unidades podem ser transportadas e comissionadas em locais diferentes. Além disso, o Caso I apresenta uma melhoria de 32,8% em comparação com o Caso IV. Isto é alcançado devido a EMS proposta focada na operação ilhada programada da MG, em contraste com a EMS baseada em autonomia tradicional do Caso IV. Portanto, demonstrando que o método proposto tem desempenho geral superior em comparação com todos os estudos de caso simulados computacionalmente, e sua capacidade de melhorar significativamente a capacidade de serviço da MG durante a operação ilhada programada.

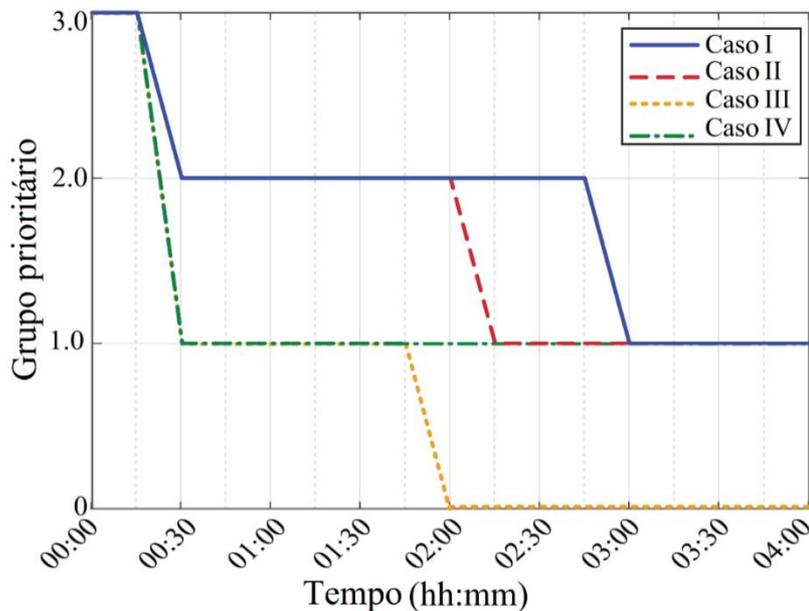


Figura 5.12 – Atendimento a grupos de prioridade de carga durante a operação ilhada programada da MG

Nas próximas representações dos resultados, as tensões da MG para cada caso serão mostradas na forma trifásica. Aqui será explorada as tensões máximas e mínimas que o sistema desbalanceado atinge ao longo da simulação computacional.

É requerido para sistemas de distribuição tradicionais que as tensões da MG estejam contidas entre os limites máximos e mínimos estabelecidos de 1,05 p.u. e 0,95 p.u.

As Figuras 5.13 – 5.16 indicam os valores máximos e mínimos de tensão da MG para cada fase, para os Casos I – IV.

Tabela 5.4 – Capacidade de serviço da MG durante a operação ilhada programada

Caso	Grupo de prioridade de carga atendido LV 1 – $\varphi^{(1)}$ (MWh)	Grupo de prioridade de carga atendido LV 2 – $\varphi^{(2)}$ (MWh)	Demanda total atendida pela MG (MWh)	Melhoria (%)
I	10,8	5,3	16,0	-
II	10,8	3,7	14,5	9,5
III	4,7	0,0	4,7	71,0
IV	10,8	0,0	10,8	32,8

Observe que o Caso I durante todo o período analisado não ocorreu nenhuma violação dos limites de tensão. O Caso II ocorreu nos primeiros 30min de simulação computacional o rompimento do limite mínimo de tensão para as três fases. Já no Caso III além do rompimento do limite mínimo de tensão para as três fases nos primeiros 30min, ocorre também a falta de energia de toda a MG as 2h00min como explicado na Figura 5.6, por isso é representado até este ponto a Figura 5.15.

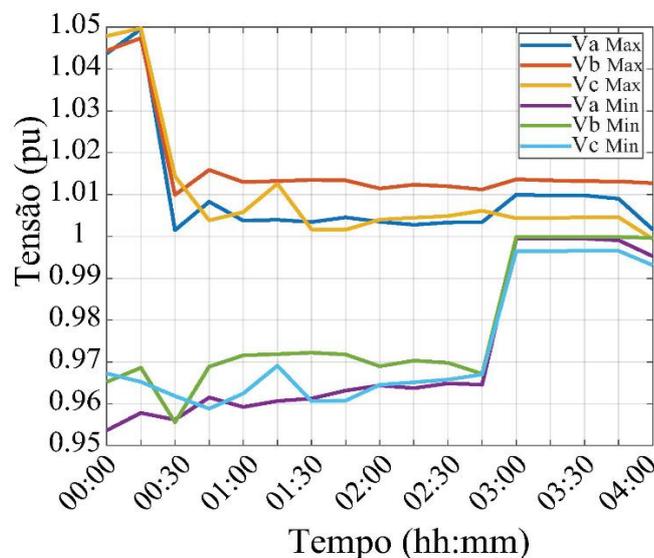


Figura 5.13 – Tensões máximas e mínimas da MG por fase para o Caso I

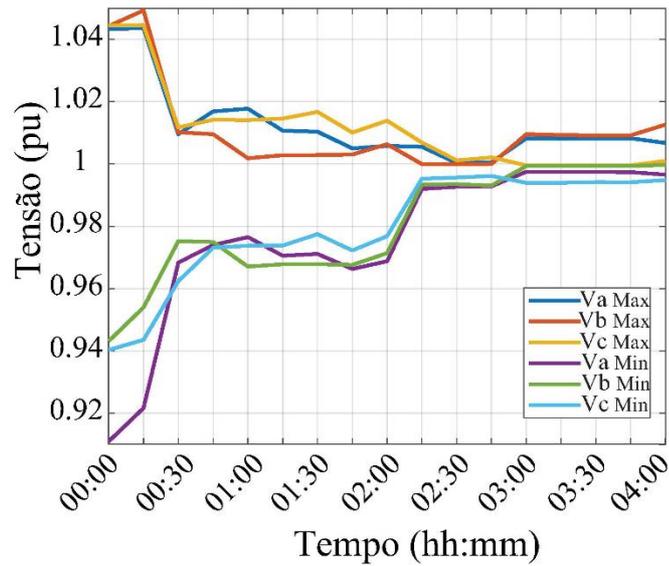


Figura 5.14 – Tensões máximas e mínimas da MG por fase para o Caso II

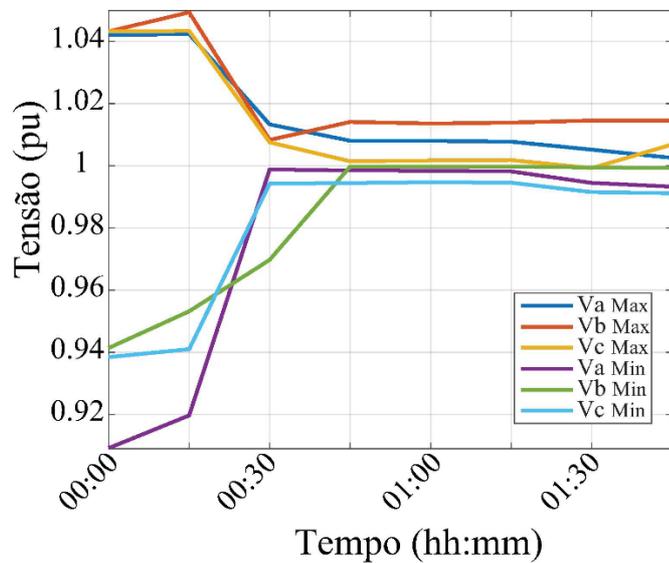


Figura 5.15 – Tensões máximas e mínimas da MG por fase para o Caso III

E por último, o Caso IV não ocorreu nenhuma violação dos limites de tensão. Aqui é encontrado mais um indicativo que o método proposto tem um desempenho geral melhor que os Casos II e III.

O controle de tensão nos estudos de caso é realizado por ajustes de tap do transformador. A tensão que excede os limites ocorre devido a um barramento que se encontra distante da fonte. O foco principal do trabalho não era o controle de tensão, por isso não foram exploradas ações de controle adicionais para resolver isso, como a alocação de bancos de capacitores.

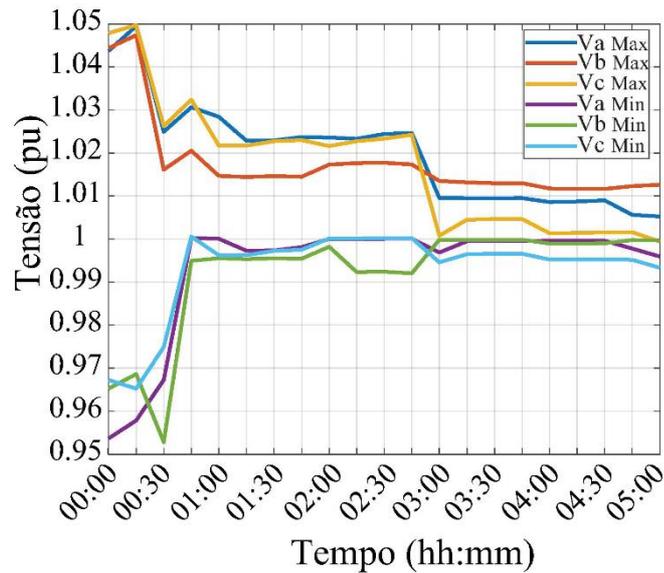


Figura 5.16 – Tensões máximas e mínimas da MG por fase para o Caso IV

## 5.4 Auxílio na Solução da PSO Modificada Proposta

Nesta Seção são apresentados os resultados com a utilização do índice de estabilidade de tensão,  $\Psi_{i,j}$ , aplicado na PSO modificada proposta. Este índice tem como objetivo auxiliar a PSO a determinar a solução, fornecendo os valores iniciais de potência ativa para cada barra de  $\mathcal{N}_{RMPS}$ , ou seja, valores iniciais do algoritmo.

A proposta é aplicada no sistema de distribuição IEEE de 34 barras, como detalhado no Capítulo 3. Devido a dois fatores principais: proximidade das barras na distribuição e a alta relação R/X das linhas que interligam as barras, já é sabido que os valores do vetor tangente são muito baixos e pouco susceptíveis ao ranqueamento ao contrário do sistema de transmissão.

Como alternativa, as barras do sistema de distribuição IEEE de 34 barras são agrupadas, assim é encontrada uma barra equivalente para esse sistema. Esta barra equivalente é composta pelo valor total da carga ativa e reativa do sistema de distribuição,  $P_l^{DS}$  e  $Q_l^{DS}$ .

Posteriormente, é utilizado o sistema de transmissão IEEE de 118 barras para auxiliar esse processo. Através do método da continuação, explicado na Seção 2.3, e da aplicação do vetor tangente, explicado na Seção 2.2, é identificada a barra crítica do caso base do sistema de transmissão IEEE de 118 barras, que é a barra 109. Esta barra possui carga ativa e reativa,  $P_{l,109}^{TS}$  e  $Q_{l,109}^{TS}$ .

Em seguida, no algoritmo do fluxo de carga da transmissão é inserida a seguinte subtração:

$$P_{l,109}^{TS} = P_{l,109}^{TS} - P_l^{DS} \quad (5.1)$$

$$Q_{l,109}^{TS} = Q_{l,109}^{TS} - Q_l^{DS} \quad (5.2)$$

Para todos os pontos compreendidos no período de  $\Delta T_{isl}$  são realizadas simulações computacionais com o método da continuação. O objetivo aqui é encontrar os pontos mais sensíveis no *ranking* de  $TV$ , ou seja, aqueles em que a barra 109 apresenta o maior valor de  $TV$  e seja ao mesmo tempo a barra crítica. Encontrado os pontos no período de  $\Delta T_{isl}$ , esses são selecionados,  $t_1$  e  $t_2$ .

Voltando ao sistema de distribuição, a simulação computacional do período de  $\Delta T_{isl}$  é executada normalmente, ao final utiliza-se os pontos selecionados,  $t_1$  e  $t_2$ . É calculado o  $TV$  pela própria definição, ou seja, a variação da tensão em relação à variação da carga entre dois montantes. Assim encontra-se o  $TV$  do sistema de distribuição, que foi utilizado na proposta geral deste trabalho.

Para determinação do índice  $\Psi_{i,j}$ , adota-se uma formulação simplificada uma vez que considera que o sistema IEEE 34 de barras possui apenas uma área  $|\mathfrak{R}| = 1$ :

$$\Psi_i = \overline{\Delta P_G^{(MG)}} \cdot \frac{TV_i}{\sum_{l=1}^{\mathcal{N}_{RMPS}} TV_l} \quad (5.3)$$

Finalmente, consegue-se aplicar o  $\Psi_i$  para realizar a distribuição de  $\overline{\Delta P_G^{(MG)}}$  entre as barras de  $\mathcal{N}_{RMPS}$ . Assim, o algoritmo da PSO modificado é iniciado com valores de potência ativa nos nós com potencial eólico,  $\mathcal{N}_{RMPS}=\{802, 826, 838, 858\}$ , dados por  $\Psi_i$  e não com valores iniciais escolhidos de forma aleatória. A Tabela 5.5 indica esses valores.

Tabela 5.5 – Valores iniciais da PSO

<b>Barra <math>i \in \mathcal{N}_{RMPS}</math></b>	802	826	838	858
<b><math>P_{G,i}^{(RMPS)}</math> (kW)</b> <b>Escolhida de forma aleatória</b>	1000	2000	650	600
<b><math>P_{G,i}^{(RMPS)}</math> (kW)</b> <b>Indicada por <math>\Psi_i</math></b>	0	0	4250	0

Com a aplicação de  $\Psi_i$ , ocorre um auxílio a PSO modificada proposta. Este auxílio ajuda a determinar a solução e consequentemente ocorre um aumento na demanda atendida total da MG. A Tabela 5.6 mostra o ganho com a adoção do índice e na Figura 5.17 é possível acompanhar o processo de convergência.

Os dados originais do sistema de transmissão IEEE de 118 barras podem ser obtidos em [93] e estão disponíveis no Anexo C.

Tabela 5.6 – Comparação de demandas atendidas

	<b>Aumento da demanda total atendida pela MG (%)</b>
<b>PSO modificada</b>	8,69
<b>PSO modificada + <math>\Psi_i</math></b>	11,95

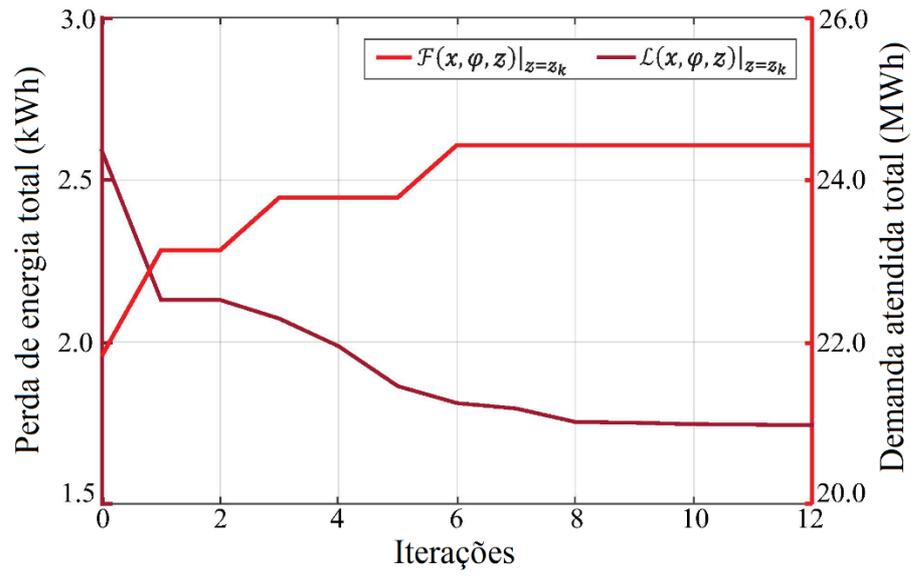


Figura 5.17 – Processo de convergência do método proposto +  $\Psi_i$

## Capítulo 6 – Conclusões

### 6.1 Considerações Finais

Tendo em vista o desenvolvimento das MGs como potenciais SGs e o aproveitamento da entrada de novos recursos de energia nos sistemas elétricos, este trabalho teve como finalidade, de forma geral, realizar uma alocação inteligente de RMPS para suporte à MG durante uma operação ilhada programada. O objetivo principal foi melhorar a capacidade de serviço da MG durante o modo ilha.

Neste trabalho, um novo método inteligente de alocação de RMPSs é proposto para apoiar as MGs durante a operação ilhada programada. Para isso, primeiro, uma nova EMS baseada em DP é desenvolvida, aproveitando o tempo de reconexão conhecido da MG. Com base nesse método, é estabelecida uma abordagem de PSO modificada, capaz de garantir um espaço de pesquisa contínuo em face de uma política discreta de corte de carga, para executar a alocação da RMPS. O método proposto pode melhorar significativamente as cargas atendidas pelas MGs em comparação com as abordagens tradicionais durante as condições operacionais ilhadas programadas da MG.

Os resultados obtidos demonstram que a capacidade da RMPS de ser comissionada em diferentes locais do sistema pode melhorar significativamente a capacidade geral de geração do sistema. Além disso, o requisito para a EMS dedicada se concentrou na operação ilhada programada da MG para executar a alocação adequada da RMPS e o respectivo envio dos recursos locais disponíveis.

A metodologia proposta possui a capacidade de utilização prática pois obedece aos requisitos práticos de tempo de simulação computacional estabelecidos pelo operador do sistema, ONS. Não se limita apenas aos sistemas trifásicos desbalanceados, podendo ser utilizada em sistemas monofásicos também. E não se restringi somente a RMPS com módulos de geração eólica, pode ser utilizada para RMPS com diversos tipos de gerações renováveis, como sistemas fotovoltaicos, e armazenamentos de energia.

A proposta desta tese é para o atendimento de cargas locais. A metodologia aplica-se para MGs de pequena e média extensão. Para MGs de grandes extensões a inclusão do tempo

de trânsito, ou deslocamento, é necessária.

É proposta uma ferramenta para o planejamento do sistema de energia e para a operação de curto prazo. Motivada pelo crescente impacto e recorrência de desastres naturais que podem causar ilhamento em alguns locais dos sistemas elétricos maiores, além de manutenções programadas. E a aplicação do índice de estabilidade de tensão que fornece uma medida direta para o despacho das RMPSs, contribuindo para que a PSO determine uma solução melhorada.

A crescente conscientização da sociedade pela redução dos impactos ambientais pressiona governos ao redor do mundo a limitar ou reduzir as emissões de carbono. Vários meios têm sido oferecidos para incentivar essas reduções, como por exemplo, incentivos fiscais e financiamentos de sistemas de gerações renováveis. De forma geral, é sabido que investimentos em gerações renováveis trazem benefícios a longo prazo. As RMPSs são alternativas de energia limpa em comparação com geradores de energia à diesel para atendimentos temporários. Observando um dos compromissos do sistema elétrico de potência que é assegurar a capacidade de atendimento as cargas de forma ininterrupta e dando importância que esse atendimento deve ocorrer de forma não discriminatória é necessária a adoção de gerações móveis, preferencialmente renováveis, para garantir uma responsabilidade social e não apenas uma visão de lucros financeiros. Trabalhos apresentados na revisão da literatura desta tese mostram que as gerações móveis renováveis oferecem benefícios aos custos de operação do sistema e a escalabilidade da RMPS também foi confirmada por diversos trabalhos significativos.

## **6.2 Principais Contribuições**

As principais contribuições do trabalho na literatura são:

- Melhoria da capacidade de serviço da MG ilhada pela RMPS, incluindo alocação e suporte inteligentes de diferentes MGs do sistema, ou seja, capacidade de mobilidade.
- Desenvolvimento de uma nova EMS focada na operação da MG durante o ilhamento programado.
- Proposta de um método inteligente de alocação para as RMPSs baseada em PSO para apoiar a operação ilhada programada de MGs, buscando a maximização da capacidade de serviço.

Ganha destaque também a proposta de uma PSO modificada, de duas camadas, que evita

estagnações locais e garante um espaço de pesquisa contínuo para a identificação da solução que traz benefício relevante. E a aplicação do índice de estabilidade de tensão que auxilia na solução da PSO.

Além dos diversos trabalhos desenvolvidos ao longo do Doutorado, esta tese em especial gerou a publicação:

J. R. Monteiro, Y. R. Rodrigues, M. R. Monteiro, A. C. Z. De Souza and B. I. L. Fuly, “Intelligent RMPS allocation for microgrids support during scheduled islanded operation,” in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 117946-117960, June 2020.

### 6.3 Propostas de Trabalhos Futuros

Com o intuito de dar continuidade aos estudos realizados nesta tese, são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Avaliação econômica por meio do benefício do valor de energia da RMPS. Isto é obtido limitando a energia entregue pela RMPS, de forma que diferentes metodologias possam ser comparadas.
- Exploração da alocação das RMPSs de forma desequilibrada para as fases do sistema.
- Inclusão do tempo de trânsito, ou deslocamento, para MGs grandes e complexas.
- Adoção de ações de controle adicionais para tensão, como a alocação de bancos de capacitores.
- Comparação com outras políticas de corte de carga.
- Criação de ilhas na rede ilhada, cuja importância de criar ilhas dentro de MGs já ilhadas acontece em algumas situações em que regiões ou cargas de alta prioridade, por exemplo hospitais, precisam ser atendidos. Quando a política de corte de carga for com base em grupos prioritários, ou seja, de forma discreta, pode acontecer de não conseguir atender o grupo prioritário como todo, havendo a necessidade de atender algumas cargas deste grupo, criando assim ilhas dentro de ilhas.
- Criação de redes de MGs para avaliar a alocação dinâmica, ganhos técnicos e econômicos das RMPSs em diferentes horários do dia, considerando baterias.

## Referências

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] G. Dileep, “A survey on smart grid technologies and applications,” *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 2589-2625, Aug. 2019.
- [3] M. A. Mohamed, T. Chen, W. Su and T. Jin, “Proactive resilience of power systems against natural disasters: A literature review,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 163778-163795, Nov. 2019.
- [4] C. Chen, J. Wang, F. Qiu and D. Zhao, “Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters,” *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958-966, Mar. 2016.
- [5] A. Hussain, V-H. Bui, and H-M. Kim, “Microgrids as a resilience resource and strategies used by microgrids for enhancing resilience,” *Appl. Energy*, vol. 240, pp. 56-72, Apr. 2019.
- [6] M. Farrokhhabadi *et al.*, “Microgrid stability definitions, analysis, and examples,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020.
- [7] Y. Rodrigues, M. Monteiro, M. Abdelaziz, L. Wang, A. Z. de Souza and P. Ribeiro, “Improving the autonomy of islanded microgrids through frequency regulation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, Feb. 2020.
- [8] Y. Rodrigues, M. Abdelaziz, and L. Wang, “D-PMU based secondary frequency control for islanded microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 857–872, Jan. 2020.
- [9] Y. Rodrigues, M. F. Z. de Souza, A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes, and D. Q. Oliveira, “Unbalanced load flow for microgrids considering droop method,” in Proc. *IEEE PES Gen. Meet.*, Boston, USA, 2006, pp. 1-5.
- [10] D. Q. Oliveira, A. C. Zambroni de Souza, M. V. Santos, A. B. Almeida, B. I. L. Lopes, and O. R. Saavedra, “A fuzzy-based approach for microgrids islanded operation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 149, pp. 178-189, May 2017.
- [11] E. R. Sanseverino, L. Buono, M. L. Di Silvestre, G. Zizzo, M. G. Ippolito, S. Favuzza, T. T. T. Quynh, and N. Q. Ninh, “A distributed minimum losses optimal power flow for islanded microgrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 152, pp. 271-283, Jul. 2017.

- [12] W. Shi, N. Li, C. Chu and R. Gadh, "Real-time energy management in microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 228-238, Jan. 2017.
- [13] A. A. Hadi, C. A. S. Silva, E. Hossain and R. Chaloo, "Algorithm for demand response to maximize the penetration of renewable energy," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 55279-55288, Mar. 2020.
- [14] F. Valencia, J. Collado, D. Sáez, and L. G. Marín, "Robust energy management system for a microgrid based on a fuzzy prediction interval model," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1486-1494, May 2016.
- [15] K. Balasubramaniam, P. Saraf, R. Hadidi and E. B. Makram, "Energy management system for enhanced resiliency of microgrids during islanded operation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 137, pp. 133-141, Apr. 2016.
- [16] H. Lee, G-S. Byeon, J-H. Jeon, A. Hussain, H-M. Kim, A. O. Rousis and G. Strbac, "An energy management system with optimum reserve power procurement function for microgrid resilience improvement," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 42577-42585, Mar. 2019.
- [17] F. Yang, X. Feng and Z. Li, "Advanced microgrid energy management system for future sustainable and resilient power grid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 6, pp. 7251-7260, Dec. 2019.
- [18] D. E. Olivares, C. A. Cañizares and M. Kazerani, "A centralized energy management system for isolated microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864-1875, July 2014.
- [19] D. E. Olivares, J. D. Lara, C. A. Cañizares and M. Kazerani, "Stochastic-predictive energy management system for isolated microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2681-2693, Nov. 2015.
- [20] Y. Xu and X. Shen, "Optimal control based energy management of multiple energy storage systems in a microgrid," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 32925-32934, June 2018.
- [21] M. Parol, T. Wójtowicz, K. Księżyk, C. Wenge, S. Balischewski, and B. Arendarski, "Optimum management of power and energy in low voltage microgrids using evolutionary algorithms and energy storage," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol.119, Jan. 2020.
- [22] E. Foruzan, L. Soh and S. Asgarpoor, "Reinforcement learning approach for optimal distributed energy management in a microgrid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5749-5758, Sept. 2018.
- [23] M. H. Amirioun, F. Aminifar, and M. Shahidehpour, "Resilience-promoting proactive scheduling against hurricanes in multiple energy carrier microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2160-2168, May 2019.

- [24] J. Duan, and M. Chow, "Robust consensus-based distributed energy management for microgrids with packet losses tolerance," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 281-290, Jan. 2020.
- [25] P. S. Kumar, R. P. S. Chandrasena, V. Ramu, G. N. Srinivas, and K. V. S. M. Babu, "Energy management system for small scale hybrid wind solar battery based microgrid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 8336-8345, Jan. 2020.
- [26] Z. Liu, L. Wang, and L. Ma, "A transactive energy framework for coordinated energy management of networked microgrids with distributionally robust optimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 395-404, Jan. 2020.
- [27] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, and W. Tian, "Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties," *IEEE Trans. Ind. Electr.*, vol. 66, no. 2, pp. 1565-1575, Feb. 2019.
- [28] Y. Sun, Z. Li, M. Shahidehpour, and B. Ai, "Battery-based energy storage transportation for enhancing power system economics and security," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2395-2402, Sept. 2015.
- [29] Y. Sun, J. Zhong, Z. Li, W. Tian and M. Shahidehpour, "Stochastic scheduling of battery-based energy storage transportation system with the penetration of wind power," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 135-144, Jan. 2017.
- [30] H. H. Abdeltawab, and Y. A. I. Mohamed, "Mobile energy storage scheduling and operation in active distribution systems," *IEEE Trans. Ind. Electr.*, vol. 64, no. 9, pp. 6828-6840, Sept. 2017.
- [31] H. Abdeltawab, and Y. A. I. Mohamed, "Mobile energy storage sizing and allocation for multi-services in power distribution systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 176613-176623, Dec. 2019.
- [32] V. S. Tabar, M. A. Jirdehi, and R. Hemmati, "Energy management in microgrid based on the multi objective stochastic programming incorporating portable renewable energy resource as demand response option," *Energy*, vol. 118, pp. 827-839, Nov. 2017.
- [33] B. Zhou, D. Xu, C. Li, Y. Cao, K. W. Chan, Y. Xu, and M. Cao, "Multiobjective generation portfolio of hybrid energy generating station for mobile emergency power supplies," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5786-5797, Nov. 2018.
- [34] Q. Zhou, M. Shahidehpour, M. Yan, X. Wu, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Distributed secondary control for islanded microgrids with mobile emergency resources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 1389-1399, Mar. 2020.

- [35] Y. Chen, Y. Zheng, F. Luo, J. Wen, and Z. Xu, "Reliability evaluation of distribution systems with mobile energy storage systems," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 10, pp. 1562-1569, Nov. 2016.
- [36] S. Lei, J. Wang, C. Chen, and Y. Hou, "Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2030-2041, May 2018.
- [37] J. Kim, and Y. Dvorkin, "Enhancing distribution system resilience with mobile energy storage and microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 4996-5006, Sept. 2019.
- [38] Y. Xu, Y. Wang, J. He, M. Su, and P. Ni, "Resilience-oriented distribution system restoration considering mobile emergency resource dispatch in transportation system," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 73899-73912, Jun. 2019.
- [39] S. Lei, C. Chen, Y. Li, and Y. Hou, "Resilient disaster recovery logistics of distribution systems: co-optimize service restoration with repair crew and mobile power source dispatch," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6187-6202, Nov. 2019.
- [40] S. Lei, C. Chen, H. Zhou, and Y. Hou, "Routing and scheduling of mobile power sources for distribution system resilience enhancement," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5650-5662, Sept. 2019.
- [41] A. Kavousi-Fard, M. Wang, and W. Su, "Stochastic resilient post-hurricane power system recovery based on mobile emergency resources and reconfigurable networked microgrids," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 72311-72326, Nov. 2018.
- [42] S. Yao, P. Wang, and T. Zhao, "Transportable energy storage for more resilient distribution systems with multiple microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3331-3341, May 2019.
- [43] Y. Song, Y. Liu, R. Wang, and M. Ming, "Multi-objective configuration optimization for isolated microgrid with shiftable loads and mobile energy storage," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 95248-95263, Jul. 2019.
- [44] P. Prabawa and D. Choi, "Multi-agent framework for service restoration in distribution systems with distributed generators and static/mobile energy storage systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 51736-51752, Mar. 2020.
- [45] L. C. Araujo Ferreira, A. C. Zambroni de Souza, S. Granville and J. W. Marangon Lina, "Interior point method applied to voltage collapse problems and system-losses-reduction," in Proc. *IEE Generation, Transmission and Distribution*, New York, USA, 2002, pp. 165-170.

- [46] L. de Mello Honorio, A. C. Z. de Souza, J. W. M. de Lima, G. L. Torres and F. Alvarado, "Exercising reactive market power through sensitivity studies and HHI," in Proc. *IEEE Power Engrg. Society Winter Meeting*, New York, USA, 2002, pp. 447-451.
- [47] A. J. Monticelli, *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo, SP, BRA: Edgard Blücher, 1983.
- [48] H. E. Farag, E. F. E.-Saadany, R. E. Shatshat, and A. Zidan, "A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, pp. 1499-1506, Apr. 2011.
- [49] C. Z. de Souza, C. A. Cañizares and V. H. Quintana, "New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1380-1387, Aug. 1997.
- [50] A. C. Zambroni de Souza, L. M. Honorio, G. L. Torres and G. Lambert-Torres, "Increasing the loadability of power systems through optimal-local-control actions," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 188-194, Feb. 2004.
- [51] F. W. Mohn and A. C. Z. de Souza, "Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1115-1122, Aug. 2006.
- [52] A.C. Zambroni de Souza, F. W. Mohn, I. F. Borges and T. R. Ocariz, "Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, pp. 1491-1498, Apr. 2011.
- [53] M. R. Monteiro, Y. R. Rodrigues, M. Abdelaziz, A.C. Zambroni de Souza, L. Wang, "New technique for area-based voltage stability support using flexible resources," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 186, pp. 1-11, May 2020.
- [54] Y. Y. Hsu and C. C. Yang, "A hybrid artificial neural network-dynamic programming approach for feeder capacitor scheduling," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 1069-1075, May 1994.
- [55] E. Diaz-Dorado, E. Miguez and J. Cidras, "Design of large rural low-voltage networks using dynamic programming optimization," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 898-903, Nov. 2001.
- [56] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos, "Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 242-247, Jan. 2002.

- [57] E. Diaz-Dorado and J. C. Pidre, "Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2077-2085, Nov. 2004.
- [58] E. G. Carrano, R. T. N. Cardoso, R. H. C. Takahashi, C. M. Fonseca and O. M. Neto, "Power distribution network expansion scheduling using dynamic programming genetic algorithm," *IET Gener., Transmission & Distribution*, vol. 2, no. 3, pp. 444-455, May 2008.
- [59] P. Zeng, H. Li, H. He and S. Li, "Dynamic energy management of a microgrid using approximate dynamic programming and deep recurrent neural network learning," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4435-4445, July 2019.
- [60] R. Bellman, *Dynamic programming*, Princeton, New Jersey, USA: Princeton University Press, 1957.
- [61] C. N. Lintzmayer e G. O. Mota, *Análise de Algoritmos e Estruturas de Dados*. CMCC - Universidade Federal do ABC, 2020.
- [62] C. D. Aliprantis, "On the backward induction method", *Econ. Lett.*, vol. 64, pp. 125-131, Aug. 1999.
- [63] C. D. Aliprantis and S. K. Chakrabarti, *Games and Decision Making*. New York, NY, USA: Oxford University Press, 1999.
- [64] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," in Proc. of *ICNN*, Perth, AUS, 1995, pp. 1942-1948, vol.4.
- [65] I. Lima, C. A. M. Pinheiro e F. A. O. Santos. *Inteligência artificial*. Rio de Janeiro, RJ, BR: Elsevier, 2014.
- [66] J. Kennedy, "The particle swarm: social adaptation of knowledge," in Proc. of *ICEC*, Indianapolis, USA, 1997, pp. 303-308.
- [67] J. Kennedy and R. C. Eberhart, "A discrete binary version of the particle swarm algorithm," *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation*, Orlando, USA, 1997, pp. 4104-4108, vol.5.
- [68] Y. Shi and R. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer," *IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence*, Anchorage, USA, 1998, pp. 69-73.
- [69] F. Van den Bergh and A. P. Engelbrecht, "A new locally convergent particle swarm optimiser," *IEEE Int. Conf. on Systems, Man and Cybernetics*, Yasmine Hammamet, TUN, 2002.

- [70] J. Tillett, T. M. Rao, F. Sahin and R. Rao, "Darwian particle swarm optimization," in *Proc. of the 2nd Indian Int. Conf. on Artificial Intelligence*, Pune, IND, 2005, pp. 1474-1487.
- [71] M. Qais and Z. AbdulWahid, "A new method for improving particle swarm optimization algorithm (TriPSO)," in *Proc. of ICMSAO*, Hammamet, TUN, 2013, pp. 1-6.
- [72] A. Ratnaweera, S. K. Halgamuge and H. C. Watson, "Self-organizing hierarchical particle swarm optimizer with time-varying acceleration coefficients," *IEEE Trans. on Evolutionary Computation*, vol. 8, no. 3, pp. 240-255, June 2004.
- [73] X. Zheng, "A modified particle swarm optimization with differential evolution mutation," *Sixth Int. Conf. on Natural Computation*, Yantai, CHN, 2010, pp. 2530-2534.
- [74] X. Zhang, P. Jia and J. Guo, "An improved particle swarm optimizer for IIR digital filter design," *IEEE Int. Conf. on Intelligent Systems and Knowledge Engineering*, Hangzhou, CHN, 2010, pp. 191-196.
- [75] J. Riget and J. S. Vesterstrøm, "A diversity-guided particle swarm optimizer – the ARPSO," Technical report, *EVALife*, Dept. of Computer Science, University of Aarhus, Denmark, 2002.
- [76] K. Xu, L. Zhang, R. Fu, Y. Ou and Y. Xu, "A stochastic scattering particle swarm optimizer," *IEEE Int. Conf. on Robotics and Biomimetics*, Tianjin, CHN, 2010, pp. 1740-1745.
- [77] G. Li and Z. Yu, "The double chaotic particle swarm optimization with the performance avoiding local optimum," in *Proc. of ICEDIF*, Harbin, CHN, 2015, pp. 424-427.
- [78] M. M. Gupta and N. K. Sinha, *Intelligent control systems: theory and applications*. New York, NY, USA: IEEE Press, 1996.
- [79] Y. del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. Hernandez and R. G. Harley, "Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems," *IEEE Trans. on Evolutionary Computation*, vol. 12, no. 2, pp. 171-195, Apr. 2008.
- [80] CRESESB, Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito, [Online]. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas\\_eolico&](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico&). Acessado em: 09 de Maio, 2020.
- [81] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, Test Feeder Cases, 34-bus Feeder, [Online]. Available: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Accessed on: June. 09, 2020.

- [82] Y. R. Rodrigues, A. C. Z. de Souza, and P. F. Ribeiro, "An inclusive methodology for plug-in electrical vehicle operation with G2V and V2G in smart microgrid environments," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, pp. 312-323, May 2018.
- [83] D. Q. Oliveira, A. C. Zambroni de Souza and L. F. N. Delboni, "Optimal plug-in hybrid electric vehicles recharge in distribution power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 98, pp. 77-85, Feb. 2013.
- [84] Uprise Energy, Mobile Power Station, [Online]. Available: <http://upriseenergy.com>. Accessed on: May. 09, 2020.
- [85] P. Giorsetto, and K. F. Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, no. 1, pp. 134-143, Jan. 1983.
- [86] ANEEL, Resolução normativa N° 414, Agência Nacional de Energia Elétrica, [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. Acessado em: 09 de Maio, 2020.
- [87] ANEEL, PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, Agência Nacional de Energia Elétrica, [Online]. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9). Acessado em: 09 de Maio, 2020.
- [88] S. D. Manshadi, and M. E. Khodayar, "Risk-averse generation maintenance scheduling with microgrid aggregators," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6470-6479, Nov. 2018.
- [89] F. van den Bergh, and A. Engelbrecht, "A convergence proof for the particle swarm optimiser," *Fundam. Inform.*, vol. 105, pp. 341-374, Jan. 2010.
- [90] A. A. A. Esmin, G. L.-Torres, and A. C. Z. de Souza, "A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 859-866, May 2005.
- [91] ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 8.1: Programação diária da operação eletroenergética, Operador Nacional do Sistema Elétrico, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%208%2FSubm%C3%B3dulo%208.1%2FSubm%C3%B3dulo%208.1%202020.01.pdf>. Acessado em: 09 de Junho, 2020.

[92] Y. Zhang, and H. Chiang, "A novel consensus-based particle swarm optimization-assisted trust-tech methodology for large-scale global optimization," *IEEE Trans. Cybern.*, vol. 47, no. 9, pp. 2717-2729, Sept. 2017.

[93] Power Systems Test Case Archive, 118 Bus Power Flow Test Case, [Online]. Available: [https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg\\_tca118bus.htm](https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm). Accessed on: Sept. 19, 2020.



834	Bus834	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	834
842	Bus842	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	842
844	Bus844	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	844
846	Bus846	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	846
848	Bus848	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	848
860	Bus860	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	860
836	Bus836	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	836
840	Bus840	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	840
862	Bus862	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	862
838	Bus838	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	838
864	Bus864	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	864
888	Bus888	2	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	4.16
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	888
890	Bus890	2	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	4.16
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	890
856	Bus856	1	0	1.0000	1.0000	1.0000	0.0	-120.0	120.0	24.90
0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	856

-999

## BRANCH DATA

%De	)	( Pa )	P	T	(Length)	(Config)	
800	802	1	0	2580	300		
802	806	1	0	1730	300		
806	808	1	0	10776	300	%32230	
808	810	1	0	5804	303		
808	812	1	0	12500	300	%37500	
812	814	1	0	14865	300	%29730	
814	850	1	0	10	301		
816	818	1	0	1710	302		
816	824	1	0	10210	301		
818	820	1	0	24075	302	%48150	
820	822	1	0	13740	302		
824	826	1	0	3030	303		
824	828	1	0	840	301		
828	830	1	0	10222	301	%20440	
830	854	1	0	520	301		
832	858	1	0	4900	301		
832	888	1	1	0	1		
834	860	1	0	2020	301		
834	842	1	0	280	301		
836	840	1	0	860	301		
836	862	1	0	280	301		
842	844	1	0	1350	301		
844	846	1	0	3640	301		
846	848	1	0	530	301		

850	816	1	0	310	301				
852	832	1	0	10	301				
854	856	1	0	11665	303		%23330		
854	852	1	0	12277	301		%36830		
858	864	1	0	1620	302				
858	834	1	0	5830	301				
860	836	1	0	2680	301				
862	838	1	0	4860	304				
888	890	1	0	10560	300				

-999

BRANCH CONFIGURATION DATA

% No) (Pha) ( Raa ) ( Xaa ) ( Rab ) ( Xab ) ( Rac ) ( Xac ) ( Rbb ) ( Xbb ) ( Rbc ) ( Xbc ) ( Rcc ) ( Xcc ) ( Baa ) ( Bab ) ( Bac ) ( Bbb ) ( Bbc ) ( Bcc )

300	ABC	1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015	1.3238	1.3569	0.2066	0.4591	1.3294	1.3471	5.3350	-1.5313	-0.9943	5.0979	-0.6212	4.8880
301	ABC	1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691	1.9157	1.4281	0.2288	0.5238	1.9219	1.4209	5.1207	-1.4364	-0.9402	4.9055	-0.5951	4.7154
302	A	2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.2251	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
303	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.2251	0.0000	0.0000
304	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.9217	1.4212	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.3637	0.0000	0.0000

-999

TRANSFORMER CONFIGURATION DATA

% No) ( kVA ) ( R% ) ( X% ) (TapA) (TapB) (TapC) (PhaA) (PhaB) (PhaC) (Pha)

1	500	1.9	4.08	1.000	1.000	1.000	0.0	0.0	0.0
---	-----	-----	------	-------	-------	-------	-----	-----	-----

ABC

-999

SHUNT CAPACITORS

%No ) (A-kVAr) (B-kVAr) (C-kVAr)

844	100	100	100
848	150	150	150

-999

SPOT LOADS

%No ) (L) (M) ( A-kW ) (A-kVAr) ( B-kW ) (B-kVAr) ( C-kW ) (C-kVAr)

860	Y	PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y	I	9	7	9	7	9	7
844	Y	Z	135	105	135	105	135	105
848	D	PQ	20	16	20	16	20	16
890	D	I	150	75	150	75	150	75
830	D	Z	10	5	10	5	25	10

-999

DISTRIBUTED LOADS

%NoF) (NoT) (L) (M) ( A-kW ) (A-kVAr) ( B-kW ) (B-kVAr) ( C-kW ) (C-kVAr)

802	806	Y	PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y	I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y	Z	34	17	0	0	0	0

820	822	Y	PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D	I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y	I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y	PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y	PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y	PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D	Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y	PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D	PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D	Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D	PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D	I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y	PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y	PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y	PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y	PQ	0	0	23	11	0	0

-999

## REGULATOR DATA

% No)	(NoF)	(NoT)	(Loc)	(CoB)	(P)	(Band)	(PTR)	(CTR)	( Ra )	( Xa )	( Rb )	( Xb )	( Rc )	( Xc )	(VoltA)	(VoltB)	(VoltC)	(tA)	(tB)	(tC)	(mP)	(s)	
1	814	850	814	850	ABC	2.0	120	100	2.7	1.6	2.7												
1.6	2.7	1.6	122	122		122	0	0	0	ABC	1												
2	852	832	852	832	ABC	2.0	120	100	2.5	1.5	2.5												
1.5	2.5	1.5	124	124		124	0	0	0	ABC	1												

-999

## Anexo B – Dados da Demanda

%Demanda do sistema IEEE 34

```
%Tipo do nó: 0 = Nó fonte ou regulador;
%           1 = Nó monofásico a
%           2 = Nó monofásico b
%           3 = Nó monofásico c
%           4 = Nó bifásico ab
%           5 = Nó bifásico ac
%           6 = Nó bifásico bc
%           7 = Nó trifásico
```

```
%1ª Coluna: representa o número sequencial do Nó;
%2ª Coluna: representa o número real do Nó;
%3ª Coluna: representa o tipo do Nó;
%4-36ª Coluna: representa a potência associada ao Nó para uma respectiva
janela de tempo.
```

%Potência ativa na fase a, em kW

```
%
Tipo|00:00|00:15|00:30|00:45|01:00|01:15|01:30|01:45|02:00|02:15|02:30|02:4
5|03:00|03:15|03:30|03:45|04:00|04:15|04:30|04:45|05:00|05:15|05:30|05:45|0
6:00|06:15|06:30|06:45|07:00|07:15|07:30|07:45|08:00
loadpa = [1  800  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
          2  802  7  18  19  19  19  17  17  17  16  16
16  16  15  15  14  14  14  14  14  14  14  14  13
13  14  13  14  14  14  14  13  13  13  13
          3  806  7  22  22  22  20  20  20  19  19  19
19  18  18  17  17  17  17  17  17  17  17  17  17
17  17  16  16  16  16  16  16  16  16  16
          4  808  7  25  22  21  21  21  21  20  19  19
19  19  18  17  17  17  17  16  16  16  16  16  16
16  16  16  15  15  15  15  15  15  15  15
          5  810  2  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
          6  812  7  24  22  23  20  20  19  19  19  19
19  19  19  18  18  18  17  17  17  17  17  17  17
17  17  17  17  17  17  17  17  17  18  20
          7  814  7  23  21  21  21  20  19  19  19  19
19  19  19  18  18  18  18  18  18  18  18  18  18
18  18  18  18  18  18  18  18  18  19  20
          8  850  7  21  25  25  22  21  19  19  18  18
18  18  18  18  18  18  18  18  18  18  18  18  18
18  18  18  18  18  18  18  18  19  19  19
          9  816  7  19  19  19  19  19  19  18  18  18
18  16  16  16  16  16  16  16  16  16  16  16  16
16  16  16  16  16  16  16  16  16  16  16
```









		10	818	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		11	820	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		12	822	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		13	824	7	24	24	23	23	22	22	22	22	22	21	16
19	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		14	826	2	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	11
12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
		15	828	7	24	23	21	22	22	22	22	22	22	22	19
21	20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
		16	830	7	21	23	21	19	20	20	21	20	20	20	19
20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
		17	854	7	24	22	20	20	19	19	19	19	19	18	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
		18	856	2	10	10	9	9	9	9	9	9	9	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
		19	852	7	23	23	22	21	21	21	19	19	19	19	14
19	17	17	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
		20	832	7	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
		21	888	7	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
		22	890	7	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
		23	858	7	18	20	22	22	22	21	21	21	21	20	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
		24	864	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		25	834	7	19	19	20	20	20	20	20	19	20	20	17
19	18	19	19	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	20	20	20	20	20	20
		26	842	7	18	19	20	20	20	20	20	20	20	20	18
19	18	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20	20	20	20	20
		27	844	7	22	22	22	22	22	20	20	20	20	20	19
19	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20



		10	818	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		11	820	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		12	822	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		13	824	7	14	14	13	13	12	12	12	12	12	11			
11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		14	826	2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		15	828	7	14	13	11	11	12	12	12	12	12	12			
11	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		16	830	7	10	11	10	9	10	10	10	10	10	10			
10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		17	854	7	12	11	10	10	9	9	9	9	9	9			
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
		18	856	2	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
		19	852	7	13	13	12	12	12	12	12	11	11	11			
11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		20	832	7	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11			
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
		21	888	7	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13			
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
		22	890	7	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12			
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
		23	858	7	9	10	11	11	11	10	10	10	10	10			
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		24	864	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		25	834	7	10	10	11	11	11	11	11	11	10	11			
10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11
		26	842	7	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10			
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10
		27	844	7	14	14	14	14	12	12	12	12	12	21			
11	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12

		28	846	7	12	12	12	12	12	11	11	11	10
10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		29	848	7	16	15	15	15	15	15	15	15	15
14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
		30	860	7	10	11	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
		31	836	7	10	10	10	10	10	10	10	10	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		32	862	7	11	11	11	11	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
		33	840	7	345	325	295	285	265	265	250	240	240
165	155	145	115	95	75	75	45	45	45	45	45	45	45
45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
		34	838	2	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

%Potência ativa na fase c, em kW

%

Tipo|00:00|00:15|00:30|00:45|01:00|01:15|01:30|01:45|02:00|02:15|02:30|02:45|03:00|03:15|03:30|03:45|04:00|04:15|04:30|04:45|05:00|05:15|05:30|05:45|06:00|06:15|06:30|06:45|07:00|07:15|07:30|07:45|08:00

loadpc =	[1	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		2	802	7	12	11	11	11	11	10	10	10	10
10	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	8	8
		3	806	7	19	19	19	19	19	19	19	19	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19	19	17
		4	808	7	20	20	20	20	20	20	20	20	19
19	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17	17	16
		5	810	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		6	812	7	20	20	20	20	19	19	19	19	18
18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	18	18	18	16
		7	814	7	19	19	19	18	18	18	18	18	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19	19	17
		8	850	7	19	20	20	20	19	19	18	18	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19	19	17
		9	816	7	19	21	20	20	19	19	19	19	18
18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	19	19	19	16

		10	818	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		11	820	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		12	822	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		13	824	7	16	16	16	16	16	16	15	15	14
14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13		
		14	826	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		15	828	7	20	20	19	19	19	19	19	19	18
18	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16		
		16	830	7	22	22	21	20	20	20	20	19	18
18	18	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15		
		17	854	7	20	20	20	20	20	20	18	18	18
16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
		18	856	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		19	852	7	23	23	21	21	21	21	19	19	19
16	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13		
		20	832	7	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
		21	888	7	21	21	21	21	20	20	20	20	20
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
		22	890	7	25	25	25	20	20	20	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19		
		23	858	7	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	19	19	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19		
		24	864	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		25	834	7	20	20	20	20	21	18	18	18	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18		
		26	842	7	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19		
		27	844	7	25	25	24	24	23	22	21	21	20
20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20		

		28	846	7	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
		29	848	7	29	27	26	26	26	26	23	22	21
21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
		30	860	7	19	19	19	19	19	19	18	18	18
18	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		31	836	7	18	18	18	18	18	18	18	18	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	19	19	19	19
		32	862	7	19	19	19	19	19	19	18	18	18
18	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18	18
		33	840	7	520	502	490	470	440	430	405	395	395
305	295	223	192	176	110	110	90	80	80	80	80	80	80
80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		34	838	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

%Potência reativa na fase c, em kVAr

%

Tipo|00:00|00:15|00:30|00:45|01:00|01:15|01:30|01:45|02:00|02:15|02:30|02:45|03:00|03:15|03:30|03:45|04:00|04:15|04:30|04:45|05:00|05:15|05:30|05:45|06:00|06:15|06:30|06:45|07:00|07:15|07:30|07:45|08:00

loadqc =	[1	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		2	802	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
		3	806	7	9	9	9	9	9	9	9	9	8
8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	9	9	9	9
		4	808	7	14	13	13	12	11	11	11	10	10
10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10
		5	810	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		6	812	7	12	12	11	10	9	9	9	9	9
9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
		7	814	7	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10
		8	850	7	9	10	10	10	9	9	9	9	9
9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9
		9	816	7	9	11	10	10	9	9	9	9	9
9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9

		10	818	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		11	820	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		12	822	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		13	824	7	8	8	8	8	8	8	7	7	7
7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
		14	826	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		15	828	7	10	10	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
		16	830	7	12	12	11	11	11	11	11	10	10
10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	9	9
		17	854	7	10	10	10	10	10	10	9	9	9
8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		18	856	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		19	852	7	15	14	11	11	11	11	10	10	10
9	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
		20	832	7	12	12	12	12	11	11	11	11	11
11	11	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
		21	888	7	13	13	13	13	12	12	12	12	12
12	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
		22	890	7	15	15	15	13	13	13	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
		23	858	7	11	11	11	11	10	10	10	10	10
10	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	8	8
		24	864	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		25	834	7	11	11	11	11	10	11	11	11	11
11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
		26	842	7	13	11	11	10	10	10	10	10	10
10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10
		27	844	7	14	14	13	13	13	12	11	11	11
11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11	11	11	11

```

    28  846  7  11  11  11  11  11  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
    29  848  7  16  15  15  15  15  15  14  13  13
12  12  12  12  12  12  12  12  12  12  12  12
12  12  12  12  12  12  12  12  12  12  12 % condomínio
    30  860  7  11  11  11  11  11  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
    31  836  7  10  10  10  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
    32  862  7  11  11  11  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10  10
10  10  10  10  10  10  10  10  7  8  8
    33  840  7  335  332  315  280  280  240  225  220  163
145  125  116  95  85  85  85  65  45  45  45  45
45  45  45  45  45  45  45  45  45  45  45 % shopping
    34  838  2  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0];

% String com os horários das demandas
Horario = {'00:00' '00:15' '00:30' '00:45' '01:00' '01:15' '01:30' '01:45'
'02:00' '02:15' '02:30' '02:45' '03:00' '03:15' '03:30' '03:45' '04:00'
'04:15' '04:30' '04:45' '05:00' '05:15' '05:30' '05:45' '06:00' '06:15'
'06:30' '06:45' '07:00' '07:15' '07:30' '07:45' '08:00'};

```

## Anexo C – Dados do Sistema IEEE 118 Barras

```

08/25/93 UW ARCHIVE          100.0  1961 W IEEE 118 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS          57 ITEMS
  1 Riversde V2  1  1  2  0.955  10.67  51.0  27.0  0.0  0.0
0.0  0.955  15.0  -5.0  0.0  0.0  0
  2 Pokagon V2  1  1  0  0.971  11.22  20.0  9.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
  3 HickryCk V2  1  1  0  0.968  11.56  39.0  10.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
  4 NwCarlsl V2  1  1  2  0.998  15.28  30.0  12.0  -9.0  0.0
0.0  0.998  300.0  -300.0  0.0  0.0  0
  5 Olive V2  1  1  0  1.002  15.73  0.0  0.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  -0.40  0
  6 Kankakee V2  1  1  2  0.990  13.00  52.0  22.0  0.0  0.0
0.0  0.990  50.0  -13.0  0.0  0.0  0
  7 JacksnRd V2  1  1  0  0.989  12.56  19.0  2.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
  8 Olive V1  1  1  2  1.015  20.77  0.0  0.0  -28.0  0.0
0.0  1.015  300.0  -300.0  0.0  0.0  0
  9 Bequine V1  1  1  0  1.043  28.02  0.0  0.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 10 Breed V1  1  1  2  1.050  35.61  0.0  0.0  450.0  0.0
0.0  1.050  200.0  -147.0  0.0  0.0  0
 11 SouthBnd V2  1  1  0  0.985  12.72  70.0  23.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 12 TwinBrch V2  1  1  2  0.990  12.20  47.0  10.0  85.0  0.0
0.0  0.990  120.0  -35.0  0.0  0.0  0
 13 Concord V2  1  1  0  0.968  11.35  34.0  16.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 14 GoshenJt V2  1  1  0  0.984  11.50  14.0  1.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 15 FtWayne V2  1  1  2  0.970  11.23  90.0  30.0  0.0  0.0
0.0  0.970  30.0  -10.0  0.0  0.0  0
 16 N. E. V2  1  1  0  0.984  11.91  25.0  10.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 17 Sorenson V2  1  1  0  0.995  13.74  11.0  3.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 18 McKinley V2  1  1  2  0.973  11.53  60.0  34.0  0.0  0.0
0.0  0.973  50.0  -16.0  0.0  0.0  0
 19 Lincoln V2  1  1  2  0.963  11.05  45.0  25.0  0.0  0.0
0.0  0.962  24.0  -8.0  0.0  0.0  0
 20 Adams V2  1  1  0  0.958  11.93  18.0  3.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 21 Jay V2  1  1  0  0.959  13.52  14.0  8.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 22 Randolph V2  1  1  0  0.970  16.08  10.0  5.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 23 CollCrnr V2  1  1  0  1.000  21.00  7.0  3.0  0.0  0.0
0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
 24 Trenton V2  1  1  2  0.992  20.89  0.0  0.0  -13.0  0.0
0.0  0.992  300.0  -300.0  0.0  0.0  0

```

25	TannrsCk	V2	1	1	2	1.050	27.93	0.0	0.0	220.0	0.0
0.0	1.050	140.0	-47.0	0.0	0.0	0.0	0				
26	TannrsCk	V1	1	1	2	1.015	29.71	0.0	0.0	314.0	0.0
0.0	1.015	1000.0	-1000.0	0.0	0.0	0.0	0				
27	Madison	V2	1	1	2	0.968	15.35	62.0	13.0	-9.0	0.0
0.0	0.968	300.0	-300.0	0.0	0.0	0.0	0				
28	Mullin	V2	1	1	0	0.962	13.62	17.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
29	Grant	V2	1	1	0	0.963	12.63	24.0	4.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
30	Sorenson	V1	1	1	0	0.968	18.79	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
31	DeerCrk	V2	1	1	2	0.967	12.75	43.0	27.0	7.0	0.0
0.0	0.967	300.0	-300.0	0.0	0.0	0.0	0				
32	Delaware	V2	1	1	2	0.964	14.80	59.0	23.0	0.0	0.0
0.0	0.963	42.0	-14.0	0.0	0.0	0.0	0				
33	Haviland	V2	1	1	0	0.972	10.63	23.0	9.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
34	Rockhill	V2	1	1	2	0.986	11.30	59.0	26.0	0.0	0.0
0.0	0.984	24.0	-8.0	0.0	0.14	0					
35	WestLima	V2	1	1	0	0.981	10.87	33.0	9.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
36	Sterling	V2	1	1	2	0.980	10.87	31.0	17.0	0.0	0.0
0.0	0.980	24.0	-8.0	0.0	0.0	0					
37	EastLima	V2	1	1	0	0.992	11.77	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.25	0					
38	EastLima	V1	1	1	0	0.962	16.91	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
39	NwLibrty	V2	1	1	0	0.970	8.41	27.0	11.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
40	West End	V2	1	1	2	0.970	7.35	20.0	23.0	-46.0	0.0
0.0	0.970	300.0	-300.0	0.0	0.0	0.0	0				
41	S.Tiffin	V2	1	1	0	0.967	6.92	37.0	10.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
42	Howard	V2	1	1	2	0.985	8.53	37.0	23.0	-59.0	0.0
0.0	0.985	300.0	-300.0	0.0	0.0	0.0	0				
43	S.Kenton	V2	1	1	0	0.978	11.28	18.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
44	WMVernon	V2	1	1	0	0.985	13.82	16.0	8.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.10	0					
45	N.Newark	V2	1	1	0	0.987	15.67	53.0	22.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.10	0					
46	W.Lancst	V2	1	1	2	1.005	18.49	28.0	10.0	19.0	0.0
0.0	1.005	100.0	-100.0	0.0	0.10	0					
47	Crooksvl	V2	1	1	0	1.017	20.73	34.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
48	Zanesvll	V2	1	1	0	1.021	19.93	20.0	11.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.15	0					
49	Philo	V2	1	1	2	1.025	20.94	87.0	30.0	204.0	0.0
0.0	1.025	210.0	-85.0	0.0	0.0	0					
50	WCambrdg	V2	1	1	0	1.001	18.90	17.0	4.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
51	Newcmrst	V2	1	1	0	0.967	16.28	17.0	8.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				

52	SCoshoct	V2	1	1	0	0.957	15.32	18.0	5.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
53	Wooster	V2	1	1	0	0.946	14.35	23.0	11.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
54	Torrey	V2	1	1	2	0.955	15.26	113.0	32.0	48.0	0.0
0.0	0.955	300.0				-300.0	0.0	0			
55	Wagenhls	V2	1	1	2	0.952	14.97	63.0	22.0	0.0	0.0
0.0	0.952	23.0				-8.0	0.0	0			
56	Sunnysde	V2	1	1	2	0.954	15.16	84.0	18.0	0.0	0.0
0.0	0.954	15.0				-8.0	0.0	0			
57	WNwPhill	V2	1	1	0	0.971	16.36	12.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
58	WNwPhil2	V2	1	1	0	0.959	15.51	12.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
59	Tidd	V2	1	1	2	0.985	19.37	277.0	113.0	155.0	0.0
0.0	0.985	180.0				-60.0	0.0	0			
60	SWKammer	V2	1	1	0	0.993	23.15	78.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
61	W.Kammer	V2	1	1	2	0.995	24.04	0.0	0.0	160.0	0.0
0.0	0.995	300.0				-100.0	0.0	0			
62	Natrium	V2	1	1	2	0.998	23.43	77.0	14.0	0.0	0.0
0.0	0.998	20.0				-20.0	0.0	0			
63	Tidd	V1	1	1	0	0.969	22.75	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
64	Kammer	V1	1	1	0	0.984	24.52	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
65	Muskngum	V1	1	1	2	1.005	27.65	0.0	0.0	391.0	0.0
0.0	1.005	200.0				-67.0	0.0	0			
66	Muskngum	V2	1	1	2	1.050	27.48	39.0	18.0	392.0	0.0
0.0	1.050	200.0				-67.0	0.0	0			
67	Summerfl	V2	1	1	0	1.020	24.84	28.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
68	Sporn	V1	1	1	0	1.003	27.55	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
69	Sporn	V2	1	1	3	1.035	30.00	0.0	0.0	516.4	0.0
0.0	1.035	300.0				-300.0	0.0	0			
70	Portsmth	V2	1	1	2	0.984	22.58	66.0	20.0	0.0	0.0
0.0	0.984	32.0				-10.0	0.0	0			
71	NPortsmt	V2	1	1	0	0.987	22.15	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
72	Hillsbro	V2	1	1	2	0.980	20.98	0.0	0.0	-12.0	0.0
0.0	0.980	100.0				-100.0	0.0	0			
73	Sargents	V2	1	1	2	0.991	21.94	0.0	0.0	-6.0	0.0
0.0	0.991	100.0				-100.0	0.0	0			
74	Bellefnt	V2	1	1	2	0.958	21.64	68.0	27.0	0.0	0.0
0.0	0.958	9.0				-6.0	0.0	0.12			
75	SthPoint	V2	1	1	0	0.967	22.91	47.0	11.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			
76	Darrah	V2	1	1	2	0.943	21.77	68.0	36.0	0.0	0.0
0.0	0.943	23.0				-8.0	0.0	0			
77	Turner	V2	1	1	2	1.006	26.72	61.0	28.0	0.0	0.0
0.0	1.006	70.0				-20.0	0.0	0			
78	Chemical	V2	1	1	0	1.003	26.42	71.0	26.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0				0.0	0.0	0			

79	CapitlHl	V2	1	1	0	1.009	26.72	39.0	32.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.20	0				
80	CabinCrk	V2	1	1	2	1.040	28.96	130.0	26.0	477.0	0.0
0.0	1.040	280.0			-165.0	0.0	0.0	0			
81	Kanawha	V1	1	1	0	0.997	28.10	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
82	Logan	V2	1	1	0	0.989	27.24	54.0	27.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.20	0				
83	Sprigg	V2	1	1	0	0.985	28.42	20.0	10.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.10	0				
84	BetsyLne	V2	1	1	0	0.980	30.95	11.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
85	BeaverCk	V2	1	1	2	0.985	32.51	24.0	15.0	0.0	0.0
0.0	0.985	23.0			-8.0	0.0	0.0	0			
86	Hazard	V2	1	1	0	0.987	31.14	21.0	10.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
87	Pineville	V3	1	1	2	1.015	31.40	0.0	0.0	4.0	0.0
0.0	1.015	1000.0			-100.0	0.0	0.0	0			
88	Fremont	V2	1	1	0	0.987	35.64	48.0	10.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
89	ClinchRv	V2	1	1	2	1.005	39.69	0.0	0.0	607.0	0.0
0.0	1.005	300.0			-210.0	0.0	0.0	0			
90	Holston	V2	1	1	2	0.985	33.29	78.0	42.0	-85.0	0.0
0.0	0.985	300.0			-300.0	0.0	0.0	0			
91	HolstonT	V2	1	1	2	0.980	33.31	0.0	0.0	-10.0	0.0
0.0	0.980	100.0			-100.0	0.0	0.0	0			
92	Saltville	V2	1	1	2	0.993	33.80	65.0	10.0	0.0	0.0
0.0	0.990	9.0			-3.0	0.0	0.0	0			
93	Tazewell	V2	1	1	0	0.987	30.79	12.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
94	Switchbk	V2	1	1	0	0.991	28.64	30.0	16.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
95	Caldwell	V2	1	1	0	0.981	27.67	42.0	31.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
96	Baileysv	V2	1	1	0	0.993	27.51	38.0	15.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
97	Sundial	V2	1	1	0	1.011	27.88	15.0	9.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
98	Bradley	V2	1	1	0	1.024	27.40	34.0	8.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
99	Hinton	V2	1	1	2	1.010	27.04	0.0	0.0	-42.0	0.0
0.0	1.010	100.0			-100.0	0.0	0.0	0			
100	Glen Lyn	V2	1	1	2	1.017	28.03	37.0	18.0	252.0	0.0
0.0	1.017	155.0			-50.0	0.0	0.0	0			
101	Wythe	V2	1	1	0	0.993	29.61	22.0	15.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
102	Smythe	V2	1	1	0	0.991	32.30	5.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0			
103	Claytor	V2	1	1	2	1.001	24.44	23.0	16.0	40.0	0.0
0.0	1.01	40.0			-15.0	0.0	0.0	0			
104	Hancock	V2	1	1	2	0.971	21.69	38.0	25.0	0.0	0.0
0.0	0.971	23.0			-8.0	0.0	0.0	0			
105	Roanoke	V2	1	1	2	0.965	20.57	31.0	26.0	0.0	0.0
0.0	0.965	23.0			-8.0	0.0	0.20	0			

106	Cloverdl	V2	1	1	0	0.962	20.32	43.0	16.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0				
107	Reusens	V2	1	1	2	0.952	17.53	28.0	12.0	-22.0	0.0
0.0	0.952	200.0	-200.0	0.0	0.06	0					
108	Blaine	V2	1	1	0	0.967	19.38	2.0	1.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					
109	Franklin	V2	1	1	0	0.967	18.93	8.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					
110	Fieldale	V2	1	1	2	0.973	18.09	39.0	30.0	0.0	0.0
0.0	0.973	23.0	-8.0	0.0	0.06	0					
111	DanRiver	V2	1	1	2	0.980	19.74	0.0	0.0	36.0	0.0
0.0	0.980	1000.0	-100.0	0.0	0.0	0					
112	Danville	V2	1	1	2	0.975	14.99	25.0	13.0	-43.0	0.0
0.0	0.975	1000.0	-100.0	0.0	0.0	0					
113	Deer Crk	V2	1	1	2	0.993	13.74	0.0	0.0	-6.0	0.0
0.0	0.993	200.0	-100.0	0.0	0.0	0					
114	WMedford	V2	1	1	0	0.960	14.46	8.0	3.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					
115	Medford	V2	1	1	0	0.960	14.46	22.0	7.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					
116	KygerCrk	V2	1	1	2	1.005	27.12	0.0	0.0	-184.0	0.0
0.0	1.005	1000.0	-1000.0	0.0	0.0	0					
117	Corey	V2	1	1	0	0.974	10.67	20.0	8.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					
118	WHuntngd	V2	1	1	0	0.949	21.92	33.0	15.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0					

-999

BRANCH DATA FOLLOWS

80 ITEMS

1	2	1	1	1	0	0.03030	0.09990	0.02540	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
1	3	1	1	1	0	0.01290	0.04240	0.01082	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
4	5	1	1	1	0	0.00176	0.00798	0.00210	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
3	5	1	1	1	0	0.02410	0.10800	0.02840	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
5	6	1	1	1	0	0.01190	0.05400	0.01426	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
6	7	1	1	1	0	0.00459	0.02080	0.00550	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
8	9	1	1	1	0	0.00244	0.03050	1.16200	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
8	5	1	1	1	1	0.00000	0.02670	0.0	0	0	0	0
0.985	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
9	10	1	1	1	0	0.00258	0.03220	1.23000	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
4	11	1	1	1	0	0.02090	0.06880	0.01748	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
5	11	1	1	1	0	0.02030	0.06820	0.01738	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
11	12	1	1	1	0	0.00595	0.01960	0.00502	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
2	12	1	1	1	0	0.01870	0.06160	0.01572	0	0	0	0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				

3	12	1	1	1	0	0.04840	0.16000	0.04060	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
7	12	1	1	1	0	0.00862	0.03400	0.00874	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
11	13	1	1	1	0	0.02225	0.07310	0.01876	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
12	14	1	1	1	0	0.02150	0.07070	0.01816	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
13	15	1	1	1	0	0.07440	0.24440	0.06268	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
14	15	1	1	1	0	0.05950	0.19500	0.05020	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
12	16	1	1	1	0	0.02120	0.08340	0.02140	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
15	17	1	1	1	0	0.01320	0.04370	0.04440	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
16	17	1	1	1	0	0.04540	0.18010	0.04660	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
17	18	1	1	1	0	0.01230	0.05050	0.01298	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
18	19	1	1	1	0	0.01119	0.04930	0.01142	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
19	20	1	1	1	0	0.02520	0.11700	0.02980	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
15	19	1	1	1	0	0.01200	0.03940	0.01010	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
20	21	1	1	1	0	0.01830	0.08490	0.02160	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
21	22	1	1	1	0	0.02090	0.09700	0.02460	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
22	23	1	1	1	0	0.03420	0.15900	0.04040	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
23	24	1	1	1	0	0.01350	0.04920	0.04980	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
23	25	1	1	1	0	0.01560	0.08000	0.08640	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
26	25	1	1	1	1	0.00000	0.03820	0.0	0	0	0	0	0
0.960		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
25	27	1	1	1	0	0.03180	0.16300	0.17640	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
27	28	1	1	1	0	0.01913	0.08550	0.02160	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
28	29	1	1	1	0	0.02370	0.09430	0.02380	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
30	17	1	1	1	1	0.00000	0.03880	0.0	0	0	0	0	0
0.960		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
8	30	1	1	1	0	0.00431	0.05040	0.51400	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
26	30	1	1	1	0	0.00799	0.08600	0.90800	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
17	31	1	1	1	0	0.04740	0.15630	0.03990	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
29	31	1	1	1	0	0.01080	0.03310	0.00830	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					

23	32	1	1	1	0	0.03170	0.11530	0.11730	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
31	32	1	1	1	0	0.02980	0.09850	0.02510	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
27	32	1	1	1	0	0.02290	0.07550	0.01926	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
15	33	1	1	1	0	0.03800	0.12440	0.03194	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
19	34	1	1	1	0	0.07520	0.24700	0.06320	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
35	36	1	1	1	0	0.00224	0.01020	0.00268	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
35	37	1	1	1	0	0.01100	0.04970	0.01318	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
33	37	1	1	1	0	0.04150	0.14200	0.03660	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
34	36	1	1	1	0	0.00871	0.02680	0.00568	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
34	37	1	1	1	0	0.00256	0.00940	0.00984	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
38	37	1	1	1	1	0.00000	0.03750	0.0	0	0	0	0	0
0.935		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
37	39	1	1	1	0	0.03210	0.10600	0.02700	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
37	40	1	1	1	0	0.05930	0.16800	0.04200	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
30	38	1	1	1	0	0.00464	0.05400	0.42200	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
39	40	1	1	1	0	0.01840	0.06050	0.01552	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
40	41	1	1	1	0	0.01450	0.04870	0.01222	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
40	42	1	1	1	0	0.05550	0.18300	0.04660	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
41	42	1	1	1	0	0.04100	0.13500	0.03440	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
43	44	1	1	1	0	0.06080	0.24540	0.06068	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
34	43	1	1	1	0	0.04130	0.16810	0.04226	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
44	45	1	1	1	0	0.02240	0.09010	0.02240	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
45	46	1	1	1	0	0.04000	0.13560	0.03320	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
46	47	1	1	1	0	0.03800	0.12700	0.03160	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
46	48	1	1	1	0	0.06010	0.18900	0.04720	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
47	49	1	1	1	0	0.01910	0.06250	0.01604	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
42	49	1	1	1	0	0.07150	0.32300	0.08600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
42	49	1	1	1	0	0.07150	0.32300	0.08600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				

45	49	1	1	1	0	0.06840	0.18600	0.04440	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
48	49	1	1	1	0	0.01790	0.05050	0.01258	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	50	1	1	1	0	0.02670	0.07520	0.01874	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	51	1	1	1	0	0.04860	0.13700	0.03420	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
51	52	1	1	1	0	0.02030	0.05880	0.01396	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
52	53	1	1	1	0	0.04050	0.16350	0.04058	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
53	54	1	1	1	0	0.02630	0.12200	0.03100	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	54	1	1	1	0	0.07300	0.28900	0.07380	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	54	1	1	1	0	0.08690	0.29100	0.07300	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
54	55	1	1	1	0	0.01690	0.07070	0.02020	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
54	56	1	1	1	0	0.00275	0.00955	0.00732	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
55	56	1	1	1	0	0.00488	0.01510	0.00374	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
56	57	1	1	1	0	0.03430	0.09660	0.02420	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
50	57	1	1	1	0	0.04740	0.13400	0.03320	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
56	58	1	1	1	0	0.03430	0.09660	0.02420	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
51	58	1	1	1	0	0.02550	0.07190	0.01788	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
54	59	1	1	1	0	0.05030	0.22930	0.05980	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
56	59	1	1	1	0	0.08250	0.25100	0.05690	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
56	59	1	1	1	0	0.08030	0.23900	0.05360	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
55	59	1	1	1	0	0.04739	0.21580	0.05646	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
59	60	1	1	1	0	0.03170	0.14500	0.03760	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
59	61	1	1	1	0	0.03280	0.15000	0.03880	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
60	61	1	1	1	0	0.00264	0.01350	0.01456	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
60	62	1	1	1	0	0.01230	0.05610	0.01468	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
61	62	1	1	1	0	0.00824	0.03760	0.00980	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
63	59	1	1	1	1	0.00000	0.03860	0.0	0	0	0	0	0
0.960		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
63	64	1	1	1	0	0.00172	0.02000	0.21600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					

64	61	1	1	1	1	0.00000	0.02680	0.0	0	0	0	0	0
0.985		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
38	65	1	1	1	0	0.00901	0.09860	1.04600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
64	65	1	1	1	0	0.00269	0.03020	0.38000	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	66	1	1	1	0	0.01800	0.09190	0.02480	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	66	1	1	1	0	0.01800	0.09190	0.02480	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
62	66	1	1	1	0	0.04820	0.21800	0.05780	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
62	67	1	1	1	0	0.02580	0.11700	0.03100	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
65	66	1	1	1	1	0.00000	0.03700	0.0	0	0	0	0	0
0.935		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
66	67	1	1	1	0	0.02240	0.10150	0.02682	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
65	68	1	1	1	0	0.00138	0.01600	0.63800	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
47	69	1	1	1	0	0.08440	0.27780	0.07092	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
49	69	1	1	1	0	0.09850	0.32400	0.08280	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
68	69	1	1	1	1	0.00000	0.03700	0.0	0	0	0	0	0
0.935		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
69	70	1	1	1	0	0.03000	0.12700	0.12200	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
24	70	1	1	1	0	0.00221	0.41150	0.10198	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
70	71	1	1	1	0	0.00882	0.03550	0.00878	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
24	72	1	1	1	0	0.04880	0.19600	0.04880	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
71	72	1	1	1	0	0.04460	0.18000	0.04444	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
71	73	1	1	1	0	0.00866	0.04540	0.01178	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
70	74	1	1	1	0	0.04010	0.13230	0.03368	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
70	75	1	1	1	0	0.04280	0.14100	0.03600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
69	75	1	1	1	0	0.04050	0.12200	0.12400	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
74	75	1	1	1	0	0.01230	0.04060	0.01034	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
76	77	1	1	1	0	0.04440	0.14800	0.03680	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
69	77	1	1	1	0	0.03090	0.10100	0.10380	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
75	77	1	1	1	0	0.06010	0.19990	0.04978	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
77	78	1	1	1	0	0.00376	0.01240	0.01264	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					

78	79	1	1	1	0	0.00546	0.02440	0.00648	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
77	80	1	1	1	0	0.01700	0.04850	0.04720	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
77	80	1	1	1	0	0.02940	0.10500	0.02280	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
79	80	1	1	1	0	0.01560	0.07040	0.01870	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
68	81	1	1	1	0	0.00175	0.02020	0.80800	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
81	80	1	1	1	1	0.00000	0.03700	0.0	0	0	0	0	0
0.935		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
77	82	1	1	1	0	0.02980	0.08530	0.08174	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
82	83	1	1	1	0	0.01120	0.03665	0.03796	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
83	84	1	1	1	0	0.06250	0.13200	0.02580	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
83	85	1	1	1	0	0.04300	0.14800	0.03480	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
84	85	1	1	1	0	0.03020	0.06410	0.01234	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
85	86	1	1	1	0	0.03500	0.12300	0.02760	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
86	87	1	1	1	0	0.02828	0.20740	0.04450	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
85	88	1	1	1	0	0.02000	0.10200	0.02760	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
85	89	1	1	1	0	0.02390	0.17300	0.04700	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
88	89	1	1	1	0	0.01390	0.07120	0.01934	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
89	90	1	1	1	0	0.05180	0.18800	0.05280	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
89	90	1	1	1	0	0.02380	0.09970	0.10600	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
90	91	1	1	1	0	0.02540	0.08360	0.02140	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
89	92	1	1	1	0	0.00990	0.05050	0.05480	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
89	92	1	1	1	0	0.03930	0.15810	0.04140	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
91	92	1	1	1	0	0.03870	0.12720	0.03268	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
92	93	1	1	1	0	0.02580	0.08480	0.02180	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
92	94	1	1	1	0	0.04810	0.15800	0.04060	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
93	94	1	1	1	0	0.02230	0.07320	0.01876	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
94	95	1	1	1	0	0.01320	0.04340	0.01110	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
80	96	1	1	1	0	0.03560	0.18200	0.04940	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					

82	96	1	1	1	0	0.01620	0.05300	0.05440	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
94	96	1	1	1	0	0.02690	0.08690	0.02300	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
80	97	1	1	1	0	0.01830	0.09340	0.02540	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
80	98	1	1	1	0	0.02380	0.10800	0.02860	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
80	99	1	1	1	0	0.04540	0.20600	0.05460	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
92	100	1	1	1	0	0.06480	0.29500	0.04720	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
94	100	1	1	1	0	0.01780	0.05800	0.06040	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
95	96	1	1	1	0	0.01710	0.05470	0.01474	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
96	97	1	1	1	0	0.01730	0.08850	0.02400	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
98	100	1	1	1	0	0.03970	0.17900	0.04760	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
99	100	1	1	1	0	0.01800	0.08130	0.02160	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
100	101	1	1	1	0	0.02770	0.12620	0.03280	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
92	102	1	1	1	0	0.01230	0.05590	0.01464	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
101	102	1	1	1	0	0.02460	0.11200	0.02940	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
100	103	1	1	1	0	0.01600	0.05250	0.05360	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
100	104	1	1	1	0	0.04510	0.20400	0.05410	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
103	104	1	1	1	0	0.04660	0.15840	0.04070	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
103	105	1	1	1	0	0.05350	0.16250	0.04080	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
100	106	1	1	1	0	0.06050	0.22900	0.06200	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
104	105	1	1	1	0	0.00994	0.03780	0.00986	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
105	106	1	1	1	0	0.01400	0.05470	0.01434	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
105	107	1	1	1	0	0.05300	0.18300	0.04720	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
105	108	1	1	1	0	0.02610	0.07030	0.01844	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
106	107	1	1	1	0	0.05300	0.18300	0.04720	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
108	109	1	1	1	0	0.01050	0.02880	0.00760	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
103	110	1	1	1	0	0.03906	0.18130	0.04610	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				
109	110	1	1	1	0	0.02780	0.07620	0.02020	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	0.0				

110	111	1	1	1	0	0.02200	0.07550	0.02000	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
110	112	1	1	1	0	0.02470	0.06400	0.06200	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
17	113	1	1	1	0	0.00913	0.03010	0.00768	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
32	113	1	1	1	0	0.06150	0.20300	0.05180	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
32	114	1	1	1	0	0.01350	0.06120	0.01628	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
27	115	1	1	1	0	0.01640	0.07410	0.01972	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
114	115	1	1	1	0	0.00230	0.01040	0.00276	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
68	116	1	1	1	0	0.00034	0.00405	0.16400	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
12	117	1	1	1	0	0.03290	0.14000	0.03580	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
75	118	1	1	1	0	0.01450	0.04810	0.01198	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					
76	118	1	1	1	0	0.01640	0.05440	0.01356	0	0	0	0	0
0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	0.0					

-999

LOSS ZONES FOLLOWS

1 ITEMS

1 IEEE 118 BUS

-99

INTERCHANGE DATA FOLLOWS

1 ITEMS

1 80 CabinCrk V2 0.0 999.99 IEEE118 IEEE 118 Bus Test Case

-9

TIE LINES FOLLOWS

0 ITEMS

-999

END OF DATA