

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

**Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão Considerando
a Intermitência de Fontes Renováveis**

Maíra Ribas Monteiro

Itajubá, fevereiro de 2017

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

Maíra Ribas Monteiro

**Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão Considerando
Intermitência de Fontes Renováveis**

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

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza

Co-orientador: Benedito Isaias de Lima Lopes

**Fevereiro de 2017
Itajubá - MG**

Ficha catalográfica fornecida pela Biblioteca Mauá - BIM

MONTEIRO, Maíra Ribas

Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão Considerando Intermittência de Fontes Renováveis / Maíra Ribas Monteiro. – Itajubá: UNIFEI, 2017.

201p.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, 2017.

Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza.

Co-orientador: Benedito Isaias de Lima Lopes.

1. Geração renovável. 2. áreas críticas. 3. PSO. 4. função energia. 5. análises estáticas. I. Souza, Antonio Carlos Zambroni. II. Lopes, Benedito Isaias de Lima. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

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

Maíra Ribas Monteiro

**Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão Considerando
Intermitência de Fontes Renováveis**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 17 de fevereiro de 2017, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

Banca Examinadora:

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

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes (Co-orientador)

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza

Itajubá

2017



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da "Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão
Dissertação: Considerando a Intermitência de Fontes Renováveis"

Autor: **Maira Ribas Monteiro**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
(3) O Trabalho será considerado no Conceito final como Insuficiente (I) se for atribuído um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____
Itajubá, 17 de fevereiro de 2017.

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes
3º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Aos meus pais.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me guiar e iluminar em minhas decisões, oportunidades e no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais Luiz Carlos e Maria Inês por serem estas pessoas especiais e incomparáveis, que sempre estão ao meu lado, acreditando e me apoiando.

Aos meus irmãos Juliana e Luiz Fernando pela amizade e incentivo a sempre buscar o melhor e a crescer.

A minha querida avó que no final deste percurso foi viver no céu e sempre foi fundamental na minha formação. Hoje e amanhã, estará comigo nas minhas memórias como outras pessoas especiais e seus ensinamentos estão me influenciando eternamente.

Ao meu namorado Yuri pela companhia, carinho, apoio, motivação e por acreditar e dividir estas etapas.

Aos meus familiares que mesmo com a distância torcem por mim.

Ao meu orientador, professor Zambroni por contribuir com minha formação acadêmica e pessoal, e por me proporcionar oportunidades diferenciais desde a minha graduação, e como ele mesmo diz com “Trabalho duro, cabeça erguida e coração humilde”.

Ao meu co-orientador, professor Isaias pela amizade e por sua contribuição na minha formação acadêmica.

Aos meus amigos pelo apoio, amizade e convívio, mesmo para os que se encontram mais distantes.

À CAPES pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste trabalho.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis”.

(José de Alencar)

Resumo

A penetração de fontes de geração de energia renovável, em especial eólica e solar, introduz a intermitência como um dos principais desafios sob a perspectiva de estabilidade do sistema de potência. Deste modo, a operação estável, segura e confiável deve ser garantida. Além disso, há o aumento da inserção destas fontes no mundo, sendo também uma realidade do sistema elétrico brasileiro, uma vez que a região Nordeste experimenta uma forte inserção de geração eólica.

Diante desta perspectiva, este trabalho propõe análises estáticas para a estabilidade de tensão, tendo em vista garantir a operação e auxiliar o planejamento do sistema elétrico de potência. Para considerar a intermitência das fontes de geração variáveis, as simulações ao longo de um dia inteiro foram efetuadas, e as potências geradas, eólica e solar, são calculadas considerando as condições climáticas.

Os estudos serão empregados para avaliação dos impactos em função da intermitência destas fontes variáveis. Inicialmente, as análises são realizadas a partir da incorporação das fontes renováveis e de uma curva de demanda, sendo assim monitoradas as diferentes formações de áreas críticas determinadas durante o dia, para intervalos de 10 min. Outras análises consistem na identificação de geradores apropriados para efetuar o redespacho de potência reativa. Estes geradores são fornecidos como dados iniciais para a técnica de otimização por enxame de partículas (PSO), facilitando assim a determinação do incremento e a atingir a função objetivo de minimização de perdas elétricas do sistema. Após a otimização, um estudo das curvas PV, QV, margens de carga ativa e reativa foram efetuadas.

Finalmente, a robustez do sistema é analisada por meio do cálculo da parte instável da função energia potencial. A partir da energia de cada barra calculada é possível formar as regiões de vulnerabilidade do sistema, logo, validando a coerência das áreas críticas definidas com auxílio do vetor tangente. Como confirmação das regiões de robustez, contingências simples foram aplicadas e em seguida a margem de carga ativa calculada.

Para visualizar as formações das áreas críticas e das regiões de vulnerabilidade foram criadas interfaces gráficas, além de criar uma superfície para determinar as regiões de robustez por meio da função energia calculada.

Os testes foram realizados com o auxílio do sistema IEEE 118 barras e desenvolvidos no *software Matlab®*.

Palavras-chave: Geração renovável, áreas críticas, otimização, função energia, análises estáticas.

Abstract

The penetration of renewable energy sources, especially wind and solar, introduces the intermittence as one of the main challenges under the perspective of power system stability. Thus, stable, safe and reliable operation must be ensured. Furthermore, there is an increase in the insertion of these sources in the world, being also a reality of the Brazilian electrical system, since the Northeast region experiences a great insertion of wind generation.

From this perspective, this study proposes static analyzes for voltage stability, in order to ensure the operation and to aid in the electric power system planning. To consider the intermittency of the variable generation sources, simulations were performed over a complete day, and the generated power, wind and solar, calculated considering of climatic conditions.

The studies will be used to evaluate impacts due to the intermittence of variable sources. Initially, the analyzes are performed from the renewable sources incorporation and a demand curve, thus, the different formations of critical areas determined during a day were monitored, for intervals of 10 min. Other analyses consist of the optimum generators identification to performed reactive power redispatch. These generators are provided as initial data for the particle swarm optimization (PSO) technique, facilitating the determination of the increment and in the achievement of the objective function of minimizing the system's electrical losses. After optimization, a study of the PV and QV curves, active and reactive load margins were performed.

Finally, the robustness of the system is analyzed by calculating the unstable part of the potential energy function. From the energy of each calculated bus it is possible to form the system vulnerability regions. Therefore, validating the coherences of the critical areas defined with the help of the tangent vector. As confirmation of the robustness regions, simple contingencies were applied and then, the active load margin was calculated.

Graphical interfaces were created to visualize the formations of critical areas and vulnerability regions. Moreover, a surface is created to determine the robustness regions by means of the calculated energy function.

The tests were performed with the help of the IEEE 118 bus system and developed in Matlab® software.

Keywords: Renewable generation, critical areas, optimization, energy function, static analysis.

Lista de Figuras

Figura 2.1: Esquema de fluxo de potência com renováveis	38
Figura 2.2: Curva de potência de saída da turbina em função da velocidade [38].....	40
Figura 2.3: Circuito equivalente do modelo exponencial simples de uma célula fotovoltaica [41]	41
Figura 3.1: Fluxograma da partição de redes	49
Figura 4.1: Curva PV.....	52
Figura 4.2: Comportamento passos previsor-corretor	54
Figura 4.3: Fluxograma do método da continuação	59
Figura 5.1: Comportamento passos previsor-corretor	61
Figura 5.2: Relação entre os pontos das curvas PV e QV [53]	63
Figura 5.3: Fluxograma do levantamento da curva QV	64
Figura 6.1: Curvas PV – Barras 53 para o Cenário 3	71
Figura 6.2: Curva QV – Barra 53 – Cenário 3 (manhã)	72
Figura 7.1: Exemplo função $f(x) = x^4 - 12x^3 + 42x^2 - 55x$	78
Figura 7.2: Fluxograma do PSO	83
Figura 7.3: Fluxograma minimização de perdas	84
Figura 7.4: Comportamento das perdas de potência ativa pelas iterações	94
Figura 7.5: Margem de carga – 118 barras.....	94
Figura 7.6: FO – Minimização de perdas nas áreas.....	97
Figura 8.1: Poço de energia	100
Figura 9.1: Fluxograma função energia.....	109
Figura 10.1: Guia do sistema no caso base.....	110
Figura 10.2: Guia do sistema para diferentes casos	110
Figura 10.3: Guia para função energia	111
Figura 11.1: Superfície gráfica e mapa de cores	112
Figura 12.1: Perfil de velocidade do vento.....	115
Figura 12.2: Perfil de radiação solar.....	116
Figura 12.3: Perfil de temperatura.....	116
Figura 12.4: Perfil de fator de carregamento.....	117
Figura 12.5: Perfil de potência gerada eólica	117
Figura 12.6: Perfil de potência gerada solar	118

Figura 12.7: Perfil de potência gerada renováveis e fator de carregamento.....	118
Figura 12.8: Áreas críticas para o sistema IEEE 118 barras no caso base	120
Figura 12.9: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 02:00-03:10 h – A4	123
Figura 12.10: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 04:00-04:10 h – A6	123
Figura 12.11: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 05:00-06:00 h – A8	124
Figura 12.12: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:10-10:00 h – A14	124
Figura 12.13: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 12:00-13:00 h – A16	124
Figura 12.14: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 h – A11	125
Figura 12.15: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 20:00-22:00 h – A25	125
Figura 12.16: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 23:00-00:00 h – A28	126
Figura 12.17: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:10-09:00 h – A12	126
Figura 12.18: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 10:00-12:00 h – A15	127
Figura 12.19: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:00-09:10 h – A13	127
Figura 12.20: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:00-22:10 h – A26	127
Figura 12.21: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 16:10-17:00 h – A20	128
Figura 12.22: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:00-19:10 h – A23	128
Figura 12.23: Comportamento das perdas durante as iterações.....	131
Figura 12.24: Curvas PV – Caso base	133
Figura 12.25: Curvas PV – A1, pré-redespacho.....	134
Figura 12.26: Curvas PV – A1, pós- redespacho	134

Figura 12.27: Curvas PV – A11, pré-redespacho.....	134
Figura 12.28: Curvas PV – A11, pós-redespacho	134
Figura 12.29: Curvas PV – A17, pré-redespacho.....	134
Figura 12.30: Curvas PV – A17, pós-redespacho	134
Figura 12.31: Curvas PV – A19, pré-redespacho.....	135
Figura 12.32: Curvas PV – A19, pós-redespacho	135
Figura 12.33: Curvas PV – A22, pré-redespacho.....	135
Figura 12.34: Curvas PV – A22, pós-redespacho	135
Figura 12.35: Curvas QV – A0, A1 pré e pós redespacho	138
Figura 12.36: Curvas QV – A0, A11 pré e pós redespacho	139
Figura 12.37: Curvas QV – A0, A17 pré e pós redespacho	139
Figura 12.38: Curvas QV – A0, A19 pré e pós redespacho	140
Figura 12.39: Curvas QV – A0, A22 pré e pós redespacho	140
Figura 12.40: V^s e V^u – Caso Base.....	142
Figura 12.41: E_p – Caso Base	143
Figura 12.42: Grupos de barras E_p – Caso Base	144
Figura 12.43: Regiões de vulnerabilidade – Caso base.....	145
Figura 12.44: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – Caso base	145
Figura 12.45: V^s e V^u – A1.....	146
Figura 12.46: E_p – A1	146
Figura 12.47: Grupos de barras E_p – A1	147
Figura 12.48: Regiões de vulnerabilidade – A1	148
Figura 12.49: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A1	148
Figura 12.50: V^s e V^u – A11.....	149
Figura 12.51: E_p – A11	149
Figura 12.52: Grupos de barras E_p – A11.....	150
Figura 12.53: Regiões de vulnerabilidade – A11	151
Figura 12.54: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A11	151
Figura 12.55: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 – A11	152
Figura 12.56: Regiões pela função energia – A11.....	152
Figura 12.57: Perspectiva 1 da superfície – A11.....	153
Figura 12.58: Perspectiva 2 da superfície – A11.....	153
Figura 12.59: V^s e V^u – A17.....	154

Figura 12.60: E_p – A17	154
Figura 12.61: Grupos de barras E_p – A17	155
Figura 12.62: Regiões de vulnerabilidade – A17	156
Figura 12.63: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A17	156
Figura 12.64: V^s e V^u – A19.....	157
Figura 12.65: E_p – A19	157
Figura 12.66: Grupos de barras E_p – A19.....	158
Figura 12.67: Regiões de vulnerabilidade – A19	159
Figura 12.68: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A19	159
Figura 12.69: V^s e V^u – A22.....	160
Figura 12.70: E_p – A22	161
Figura 12.71: Grupos de barras E_p – A22.....	162
Figura 12.72: Regiões de vulnerabilidade – A22	162
Figura 12.73: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A22	163
Figura 12.74: Redução da margem de carga para algumas contingências	165
Figura 0.1: Áreas sistema IEEE 118 barras – fc=1,7	169
Figura 0.2: Áreas sistema IEEE 300 barras – fc=0,8	170
Figura 0.3: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 00:00-01:00 h	171
Figura 0.4: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 01:00-01:10 h	171
Figura 0.5: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 01:10-02:00 h	172
Figura 0.6: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 02:00-03:10 h	172
Figura 0.7: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 03:10-04:00 h	173
Figura 0.8: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 04:00-04:10 h	173
Figura 0.9: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 04:10-05:00 h	174
Figura 0.10: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 05:00-06:00 h	174

Figura 0.11: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 06:00-07:00 h	175
Figura 0.12: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 07:00-08:00 h	175
Figura 0.13: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 h	176
Figura 0.14: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:10-09:00 h	176
Figura 0.15: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:00-09:10 h	177
Figura 0.16: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:10-10:00 h	177
Figura 0.17: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 10:00-12:00 h	178
Figura 0.18: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 12:00-13:00 h	178
Figura 0.19: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 13:00-14:00 h	179
Figura 0.20: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 14:00-14:10 h	179
Figura 0.21: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 14:10-16:10 h	180
Figura 0.22: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 16:10-17:00 h	180
Figura 0.23: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 17:00-18:00 h	181
Figura 0.24: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 18:00-19:00 h	181
Figura 0.25: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:00-19:10 h	182
Figura 0.26: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:10-20:00 h	182
Figura 0.27: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 20:00-22:00 h	183

Figura 0.28: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:00-22:10 h	183
Figura 0.29: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:10-23:00 h	184
Figura 0.30: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 23:00-00:00 h	184

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Tipos de barras	36
Tabela 2.2: Dados do módulo BP SX 120 [41]	46
Tabela 2.3: Parâmetros calculados ($S=1000 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) [41]	46
Tabela 6.1: Barras para alocação de renováveis.....	69
Tabela 6.2: Margem de carga	69
Tabela 6.3: Barras críticas durante o método da continuação	70
Tabela 6.4: Margem de carga reativa	71
Tabela 7.1: Identificação para o sistema IEEE 30 barras	87
Tabela 7.2: Condições iniciais para o sistema IEEE 30 barras – $k=1$	88
Tabela 7.3: Resultados para o sistema IEEE 30 barras – $k=1$	88
Tabela 7.4: Condições iniciais para o sistema IEEE 30 barras – $k=1,4$	89
Tabela 7.5: Resultados para o sistema IEEE 30 barras – $k=1,4$	89
Tabela 7.6: Barras candidatas a compensação – 118.....	92
Tabela 7.7: Barras candidatas a compensação – 300.....	92
Tabela 7.8: Dados iniciais – 118	93
Tabela 7.9: Minimização de perdas sistêmicas – 118	93
Tabela 7.10: Minimização de perdas nas áreas – 118	93
Tabela 7.11: Maximização de margem – 118	94
Tabela 7.12: Dados iniciais – 300	95
Tabela 7.13: Minimização de perdas sistêmicas – 300	95
Tabela 7.14: Minimização de perdas nas áreas – 300	95
Tabela 7.15: Maximização de margem – 300	96
Tabela 12.1: Dados da configuração da geração eólica.....	115
Tabela 12.2: Dados da configuração da geração solar	115
Tabela 12.3: Identificação de barras sistema 118 no caso base.....	119
Tabela 12.4: Áreas críticas durante um dia	121
Tabela 12.5: Identificação das barras críticas e barras de geração.....	130
Tabela 12.6: Resultados processo de otimização	132
Tabela 12.7: Comparação entre a margem de carga para o caso base e para cada intervalo antes da compensação.....	136

Tabela 12.8: Resultados das margens de carga reativa para cada intervalo pré e pós redespacho	136
Tabela 12.9: Resultados das margens de carga reativa para o caso base e para os intervalos antes da compensação.....	137
Tabela 12.10: Comparação entre as margens de carga reativa para os caso base e intervalos iniciais.....	137
Tabela 12.11: Resultados das margens de carga reativa para cada intervalo pré e pós redespacho	137
Tabela 12.12: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – Caso Base.....	142
Tabela 12.13: <i>Ranking</i> do VT – Caso Base.....	143
Tabela 12.14: <i>Ranking</i> do VT – A1.....	146
Tabela 12.15: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – A1.....	147
Tabela 12.16: <i>Ranking</i> do VT – A11.....	149
Tabela 12.17: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – A11.....	150
Tabela 12.18: <i>Ranking</i> do VT – A17.....	155
Tabela 12.19: Resultados da função energia potencial da SBT 9	155
Tabela 12.20: <i>Ranking</i> do VT – A19.....	158
Tabela 12.21: Resultados da função energia potencial da SBT 117	158
Tabela 12.22: <i>Ranking</i> do VT – A22.....	161
Tabela 12.23: Resultados da função energia potencial da SBT 28	161
Tabela 12.24: Contingências – A11	164

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACRIT - barras críticas

ACRIT1, ACRIT2 e ACRIT3 - áreas críticas 1, 2 e 3

Acrítica_1, Acrítica_2, Acrítica_3 - barras pertencentes às áreas críticas 1, 2 e 3

AHHI - barras com alto HHI

ALOSS, BPERDAS, Bperdas - barras sensíveis a perdas

Aperdas_1 e Aperdas_2 - barras de carga sensíveis a perdas

BI - benefício de instalação

CDF - *IEEE Common Data Format*

CRIC - *Constrained Reactive Implicit Coupling*

E_p - energia potencial da solução instável

FER - fontes de energia renovável

fc - fator de carregamento

FO: função objetivo

GA - Algoritmos Genéticos

GD - geração distribuída

HHI - *Herfindahl-Hirschman Index*

LT - Linha de transmissão

MCR - margem de carga reativa

NC - núcleos críticos das três áreas

NC1, NC2 e NC3 - núcleos críticos para cada área

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

P_{g_wt} : potência ativa gerada eólica

P_{g_pv} - potência ativa gerada solar

P_{MC} - ponto de máximo carregamento

PQ - barra de carga

PSO - *Particle Swarm Optimization*

PV - barra de geração

pu - por unidade

SBT - Solução de baixa tensão

SEP - Sistemas elétricos de potência

SW - Barra de referência ou *Swing*

VCA - Voltage Control Area

V_{cr} - tensão crítica

VT - Vetor tangente

Lista de Símbolos

A - fator de qualidade da junção p - n

A , B e C - coeficientes que definem comportamento parabólico da turbina

a_{ij} , a_{ji} - matriz de atenuação

A_{STC} - qualidade da junção p - n em condições padrões de teste

B_{km} , B_{ij} e B_{ji} - susceptância: ramos k - m , ramos i - j e ramos j - i

c_1 e c_2 - coeficientes de aceleração

C_{ij} - parâmetro que representa a ligação entre duas barras i e j

D_{ij} - distância elétrica

E_C - energia cinética

E_{go} - energia da banda do semicondutor utilizado na célula fotovoltaica.

E_{P0} - energia potencial

E_T - energia total

f - função objetivo

F - sistema de equações do fluxo de potência com as modificações

f^T - componente de injeção de potência ativa

G_k , G_{km} , G_{ij} e G_{ji} – condutância: linha de transmissão k , ramos k - m , ramos i - j e ramos j - i

g^T - componente de injeção de potência ativa

H , M , N e L - Submatrizes da Jacobiana

I_c - critério de parada da curva PV

I_D - corrente do diodo

I_{mpp} - corrente de máxima potência

I_{PV} - corrente da carga

I_{ph} - corrente gerada pelo efeito fotoelétrico

I_{phSTC} - corrente gerada pelo efeito fotoelétrico em condições padrões de teste

I_Q - critério de parada da curva QV

I_{sc} - corrente de curto circuito

I_{sh} - corrente *shunt*

I_0 - corrente de saturação reversa do diodo

I_{0STC} - corrente de saturação em condições padrões de teste

$iter$ - iteração

$iter_{máx}$ - número máximo de iterações

J - matriz Jacobiana

J_{mod} - matriz Jacobiana modificada

k - parâmetro de partição de redes

K - fator que determina a velocidade do processo

K_B - constante de Boltzmann's

K_i - coeficiente de corrente de curto circuito

l - tamanho da “vizinhança”

M - matriz diagonal que possui as constantes de inércia dos geradores

N - número de participantes no mercado

n_l - número de linhas de transmissão

$NOCT$ - temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico (radiação solar = 800 W/m^2 , temperatura ambiente = 20 °C e uma velocidade < 1 m/s)

P - correção do passo

P_{esp} - potência especificada ativa

P_g - potência ativa gerada

P_l - Potência ativa consumida

P_{liq} - potência líquida da barra

P_k - potência ativa calculada em cada barra

P_n - potência nominal da turbina

P_{pv} - potência fornecida pelo painel fotovoltaico

P_{ren} - potência gerada pelas renováveis

P_{system} - perdas elétricas do sistema

P_0 - potências ativa inicial

P_{wt} - potência de saída do aerogerador

q - carga do elétron

Q_{esp} - potência especificada reativa

Q_g - Potência reativa gerada

Q_k - potência reativa calculada em cada barra

Q_l : Potência reativa consumida

Q_0 - potência reativa inicial

r_1 e r_2 - sequências aleatórias independentes

R_S - resistência série

R_{sh} - resistência *shunt*

R_{shSTC} - resistência *shunt* em condições padrões de teste

R_{STC} - resistência série em condições padrões de teste
 S - radiação
 S_{STC} - nível de radiação solar incidente na placa em condições padrões de teste
 s - tamanho do enxame de partículas
 s_i - porcentagem de participação de mercado de cada participante
 T - temperatura da junção
 T_a - temperatura ambiente
 T_{STC} - temperatura do painel em condições padrões de teste
 v - função energia
 v_i - velocidade atual da partícula
 V_i, V_j, V_k, V_m - magnitude das tensões das barras i, j, k, m
 VT - vetor tangente
 VT_{mod} - vetor tangente modificado
 $v_{máx}$ - velocidade máxima
 V_{mpp} - tensão de máxima potência
 V_{oc} - tensão de circuito aberto
 V_{PV} - tensão da carga
 w - peso de inércia
 $w_{máx}$ - valor do peso de inércia máximo
 $w_{mín}$ - valor do peso de inércia mínimo
 x - variáveis de estado
 x_i - posição atual da partícula;
 $x_{máx}$ - posição máxima
 X^s - solução estável
 X^u - soluções instáveis
 y_i - melhor posição individual alcançada pela partícula.
 $\hat{y}$ - melhor posição global para o modelo *gbest*
 $\delta_{(ij)k}$ - representa o ângulo de fase entre as barras i e j na barra k
 ΔP - variação de P em cada iteração
 ΔP_{ij} - perdas elétricas totais em cada ramo
 ΔQ - variação de Q em cada iteração
 $\Delta \theta$ - variação de θ em cada iteração
 ΔV - variação de V em cada iteração
 λ - parâmetro de crescimento da carga e geração

ω - velocidade do vento

ω_{ci} - velocidade de *cut in*

ω_{co} - velocidade de *cut off*

ω_r - velocidade nominal

ω^T - velocidade angulares dos rotores

$\theta_i, \theta_j, \theta_k, \theta_m$ - ângulos das tensões das barras i, j, k, m

$\|\cdot\|$ - norma euclidiana

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	28
1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	32
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	33
2 FLUXO DE POTÊNCIA COM INSERÇÃO DE RENOVÁVEIS	35
2.1 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA TRADICIONAL.....	35
2.1.1 Geração Renovável.....	37
2.2 GERAÇÃO EÓLICA	38
2.2.1 Modelo do Sistema de Geração Eólica	38
2.3 GERAÇÃO SOLAR.....	40
2.3.1 Modelo do Pannel Fotovoltaico	41
2.3.2 Dependência de condições externas.....	44
2.3.3 Dados painel fotovoltaico.....	46
3 PARTIÇÃO DE REDES	47
3.1 VETOR TANGENTE.....	47
3.1.1 Metodologia de Partição	48
3.2 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA	50
3.2.1 Publicação	50
3.2.2 Resultado	50
3.2.2.1 Metodologia VCA	50
4 CURVA PV	52
4.1 MARGEM DE CARGA	53
4.2 MÉTODO DA CONTINUAÇÃO	53
4.2.1 Passo Previsor.....	55
4.2.2 Passo Corretor	56
4.2.3 Critério de Parada	57
4.3 METODOLOGIA	59
5 CURVA QV.....	60

5.1	DEFINIÇÕES DA CURVA QV	61
5.1.1	<i>Relação entre as Curvas PV e QV</i>	62
5.2	METODOLOGIA DA CURVA QV	63
5.3	MÉTODO CONTINUADO QV	64
5.3.1	<i>Metodologia CRIC</i>	65
5.3.2	<i>Critério de Parada</i>	66
6	ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	67
6.1	VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA	67
6.1.1	<i>Publicação</i>	68
6.1.2	<i>Proposta de Estudo</i>	68
6.1.3	<i>Resultados</i>	69
6.1.3.1	<i>Alocação de Renováveis</i>	69
6.1.3.2	<i>Curva PV</i>	69
6.1.3.3	<i>Curva QV</i>	71
6.1.4	<i>Conclusões Parciais</i>	72
7	REDESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA PARA REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS	73
7.1	PERDAS ELÉTRICAS	74
7.1.1	<i>Sensibilidade a Perdas</i>	75
7.2	DETERMINAÇÃO DOS GERADORES PARA O REDESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA	76
7.2.1	<i>Algoritmo para Identificação dos Geradores</i>	77
7.3	OTIMIZAÇÃO	77
7.3.1	<i>Otimização por Enxame de Partículas</i>	78
7.3.1.1	<i>Algoritmo do PSO</i>	79
7.4	METODOLOGIA DE REDUÇÃO DE PERDAS	83
7.5	APLICAÇÃO DO PSO	84
7.5.1	<i>Proposta de Estudo I</i>	85
7.5.1.1	<i>Publicação</i>	85
7.5.1.2	<i>Herfindahl-Hirschman Index</i>	86
7.5.1.3	<i>Resultados</i>	87
7.5.1.4	<i>Conclusões Parciais</i>	89
7.5.2	<i>Proposta de Estudo II</i>	90
7.5.2.1	<i>Resultados</i>	91

7.5.2.1.1 Formação das Áreas.....	92
7.5.2.1.2 Resultados Sistema IEEE 118 Barras.....	93
7.5.2.1.3 Resultados Sistema IEEE 300 Barras.....	94
7.5.2.1.4 Análises	96
7.5.2.2 Conclusões Parciais	98
8 FUNÇÃO ENERGIA APLICADA AO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	99
8.1 FUNÇÃO ENERGIA APLICADA EM ANÁLISES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	100
8.2 FUNÇÃO AUXILIAR.....	104
8.2.1 Robustez do Sistema	106
9 DETERMINAÇÃO DA SOLUÇÃO DE BAIXA TENSÃO.....	107
9.1 MÉTODO SIMPLIFICADO MODIFICADO.....	107
9.2 METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA FUNÇÃO ENERGIA.....	109
10 INTERFACE GRÁFICA.....	110
11 SUPERFÍCIE GRÁFICA	112
12 RESULTADOS	113
12.1 SISTEMA TESTE IEEE 118 BARRAS	114
12.1.1 Geração Renovável.....	114
12.2 ÁREAS CRÍTICAS	119
12.2.1 Sistema IEEE 118 Barras – Caso Base.....	119
12.2.2 Sistema IEEE 118 Barras – Considerando Renováveis	121
12.2.3 Conclusões Parciais	129
12.3 REDESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA.....	129
12.3.1 Identificação das Barras para o Redespacho.....	130
12.3.2 Redespacho de Potência Reativa para Redução de Perdas	131
12.3.3 Curvas PV.....	133
12.3.4 Curvas QV	136
12.3.5 Conclusões Parciais	140
12.4 FUNÇÃO ENERGIA	141
12.4.1 Caso Base	142
12.4.2 Cenário 1 – A1.....	145
12.4.3 Cenário 2 – A11.....	148

12.4.4 Cenário 3 – A17.....	153
12.4.5 Cenário 4 – A19.....	157
12.4.6 Cenário 5 – A22.....	160
12.4.7 Conclusões Parciais	163
12.5 CONTINGÊNCIAS	164
12.5.1 Conclusões Parciais	165
13 CONCLUSÃO.....	166
13.1 TRABALHOS FUTUROS	168
13.2 PUBLICAÇÕES	168
APÊNDICE A – Áreas Sistema IEEE 118 Barras.....	169
APÊNDICE B – Áreas Sistema IEEE 300 Barras.....	170
APÊNDICE C – Áreas Sistema 118 Barras durante dia	171
REFERÊNCIAS	185
ANEXO A – PARÂMETROS DO SISTEMA IEEE 118 BARRAS	193

1 INTRODUÇÃO

O crescente aumento da penetração de fontes de energia renovável (FER) aumenta a complexibilidade dos sistemas elétricos de potência (SEP), e desta forma é necessário garantir as condições normais de funcionamento, uma vez que a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia devem ser mantidas. Logo, o planejamento do SEP deve garantir uma operação segura e confiável mesmo quando submetido à ocorrência de contingências. Portanto, os níveis de frequência e de tensão devem trabalhar dentro de faixas aceitáveis, a fim de respeitar as características nominais dos dispositivos conectados à rede. No entanto, a intermitência das FERs baseadas em geração de energia solar e eólica pode resultar em problemas operativos, uma vez que estas fontes dependem de condições climáticas.

Para os níveis de penetração desta geração distribuída (GD), o aumento de investimento nos sistemas de distribuição e transmissão tradicionais é necessário, sendo que as expansões dos mesmos devem ser previstas no planejamento, além do gerenciamento e monitoramento.

Porém, as redes tradicionais de energia elétrica quando foram planejadas há muito tempo podem não ser adequadas para as alterações necessárias. Neste novo cenário surge o conceito das *smartgrids*, que transforma a topologia tradicional passiva em ativa, tornando-a bidirecional. Assim, surge uma rede mais segura e inteligente, integrando e possibilitando ações dos usuários conectados à mesma. Portanto, a *smartgrid* é necessária para *self-healing* e resiliência a anomalias do sistema [1] e [2].

Outro problema associado à estabilidade gerado pelas FERs, em especial eólica e solar, está relacionado normalmente ao fornecimento de energia ao sistema por meio de inversores, que possuem características diferentes da geração tradicional utilizando geradores síncronos, logo não contribuem para a inércia do sistema.

Quando uma parcela da geração renovável representa uma parte significativa da matriz energética disponível, estudos estão sendo realizados devido à dificuldade de controle e operação, que são inseridas pelos desequilíbrios entre a energia produzida e a necessária requerida pela carga, resultando em desvios de tensão e frequência.

1.1 Revisão Bibliográfica

A estabilidade do SEP é definida como a capacidade do sistema de se manter em um estado de equilíbrio quando está submetido a condições operativas normais de funcionamento, e de alcançar um estado de equilíbrio viável após uma perturbação [3], como: curto-circuito em linhas de transmissão, variações de carga, saída de operação repentina de geração etc. Na sua análise é importante considerar os efeitos de equipamentos, localização e tipos de perturbações, coordenação global e local dos sistemas de controle e proteção, esquemas especiais de emergência etc. Outros fatores como a severidade dos impactos considerados, a natureza física da instabilidade resultante, o tempo de avaliação e as características dos elementos e processos envolvidos também devem ser considerados em sua análise.

A estabilidade de tensão é a capacidade do sistema em garantir níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis para as barras do sistema em condições normais e mesmo após uma perturbação. Já o processo de instabilidade ocorre quando uma perturbação gera uma progressiva e incontrolável queda ou aumento de tensão, nem sempre ocorre sozinho, tal que a instabilidade de tensão leva à instabilidade angular, ou vice-versa [4].

A segurança operativa do SEP é gravemente afetada pelo colapso de tensão, que ocorre a partir de uma sequência de eventos acompanhados de instabilidade de tensão e está frequentemente relacionado à insuficiência de compensação de potência reativa e/ou incapacidade de transmissão de potência frente ao aumento da demanda. Este fenômeno geralmente primeiro ocorre localmente, e se torna mais intenso em cascata para o restante do sistema, assim, podendo gerar um blecaute ou tensões muito baixas em uma barra ou em um conjunto de barras prejudicando extremamente a carga [5]. Problemas de colapso de tensão tem sido foco em diversos trabalhos na literatura [5]-[7].

A análise de estabilidade de tensão é basicamente realizada de forma estática ou dinâmica, dependendo do estudo a ser efetuado. A análise estática é empregada quando o foco consiste em estudos em regime permanente, para pequenas perturbações quando o transitório não é o interesse. Ao longo da trajetória no domínio do tempo, o modelo estático captura condições instantâneas do sistema em instantes diferentes de tempo [4]. Esta análise é baseada nas equações do fluxo de potência e, portanto, não envolve equações diferenciais, sendo suficiente para determinar a distância de um ponto de operação ao colapso de tensão, a margem de carga, e a identificação da origem do problema, a área crítica, de forma a definir medidas corretivas e preventivas. Além de proporcionar a determinação da margem de

carregamento do sistema, a análise estática também pré-seleciona as contingências mais severas diminuindo assim o esforço computacional, informa condições de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, a melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação ou obtenção de reserva girante [8] e [9].

No entanto, se o sistema sofre grandes perturbações o modelo apropriado para a análise é o dinâmico, pois assim as equações diferenciais são consideradas e a característica dinâmica de todos os componentes que compõem o sistema. Uma vez que a resposta transitória deste tipo de distúrbio é bastante importante, visto que o mesmo não responde mais à proximidade do seu ponto de equilíbrio. Deste modo, este modelo é empregado para coordenação de controle e proteção, e como base para algumas análises estáticas [4].

Quando a estabilidade em longo prazo é o foco, o método quase dinâmico é empregado, o transitório é desprezado e o conjunto de equações passa a ser algébrico reduzindo o tempo computacional, permitindo que o método de Newton-Raphson seja utilizado. Os elementos do sistema de resposta mais lenta determinam o intervalo de tempo entre um estado e outro [10].

O estudo do comportamento de uma solução de equações não lineares em função de variações de um parâmetro do sistema pode ser determinado pela teoria da bifurcação. As bifurcações do tipo sela-nó e Hopf são as mais comuns em SEP [12]. A bifurcação tipo sela-nó geralmente é associada a estudos de colapso de tensão, por ser facilmente identificada pela singularidade da matriz Jacobiana. Para a análise estática esta é a única bifurcação que pode ser detectada, enquanto a análise dinâmica também detecta a bifurcação de Hopf.

A incorporação das GDs tradicionalmente é considerada sem capacidade de controle de tensão, assim sendo modelada no fluxo de potência como “carga negativa”, em uma barra PQ. Entretanto, se o controle de potência reativa é efetuado pela GD, a mesma deveria ser conectada a uma barra PV [11].

Uma avaliação detalhada da análise de modos de operação de GD, usando um novo índice de estabilidade de tensão para um sistema radial é realizada em [13], uma vez que fontes de energia renováveis distribuídas são capazes de operar em dois modos, tensão constante e potência constante. Já em [14], um novo agente baseado no gerenciamento de energia reativa é proposto para melhorar a estabilidade de tensão de sistemas de distribuição com unidades de GD.

A referência [15] apresenta o vetor tangente como o mais eficaz para identificação da barra mais crítica do sistema. Assim, uma metodologia para a partição de redes com o auxílio do vetor tangente levará à determinação de áreas críticas de coerência, que quando submetidas

a ações de controle, apresentaram melhores efeitos. Este vetor também auxilia na determinação das barras sensíveis a perdas do sistema, uma vez que seus valores são calculados sem a necessidade de obter um novo ponto de operação [16].

Uma vez que as áreas críticas são conhecidas, o colapso de tensão também pode ser abordado pela redução de perdas no sistema, sendo que a redução de perdas nesta área pode aumentar a margem de carga do sistema [6].

Como a natureza das perdas elétricas não é linear gera-se um problema na definição da alocação de ações de controle. No entanto, a localização dos geradores e das cargas pode contribuir de forma significativa para aumentar ou reduzir as perdas elétricas do sistema, sendo a influência desses variada com as potências geradas e consumidas [17].

A potência reativa merece uma atenção especial por está diretamente relacionada com o controle de níveis de tensão. Assim, a compensação de potência reativa desempenha um papel crucial ao controlar problemas sérios como as perdas elétricas e o colapso de tensão, com implicações na operação e planejamento do sistema.

As referências [16] e [18] mostram a redução de perdas sendo abordada por compensação *shunt* a partir de diferentes técnicas de otimização, sendo a primeira resolvida pelo *Particle Swarm Optimization* (PSO) e a segunda pelo método primal-dual de pontos interiores.

Os métodos estáticos baseados na curva PV [3], [9], [19] e [20], e na curva QV [9], [20] e [21] têm sido amplamente usados nos estudos de operação e planejamento de SEP por auxiliarem na compreensão e explicação do fenômeno de instabilidade de tensão. Além disso, são utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O comportamento do SEP pode ser avaliado sem a resolução de um conjunto de equações algébrico-diferenciais no domínio do tempo por meio de métodos diretos [22] e [23], empregados inicialmente para análise de estabilidade transitória. Já o emprego da função energia baseada no método de Lyapunov para a análise de estabilidade de tensão é recente, 1990, [24]-[26]. Uma função auxiliar para o cálculo da função energia potencial da solução instável é abordada em [27], e sua parte referente à solução instável pode ser utilizada para determinação de regiões de vulnerabilidade do sistema [28].

1.2 Motivação e Objetivos

A intermitência das fontes renováveis de energia, especialmente solar e eólica, está dentro dos principais desafios que afetam a estabilidade do SEP. Com o aumento da inserção das FERs, as redes de transmissão e distribuição enfrentam uma transformação impulsionada pela necessidade de integrar a GD, a fim de melhorar a eficiência energética. Assim, surge a *smartgrid* combinando tecnologias e análises avançadas, e criando assim uma rede mais eficiente, segura, confiável e flexível.

Enquanto há baixa penetração de GD, os impactos sobre o sistema de transmissão podem ser desconsiderados. Entretanto, se a penetração de GD aumenta torna-se considerável e assim não apenas restrito ao sistema de distribuição [29].

Além disso, a GD já é uma realidade do sistema elétrico brasileiro, uma vez que a região Nordeste do país experimenta uma forte inserção de geração eólica.

Diante desta perspectiva, este trabalho propõe análises de metodologias estáticas para estabilidade de tensão, tendo em vista garantir a operação e auxiliar o planejamento do SEP. Como a natureza das fontes de geração renovável adotadas são intermitentes, as simulações ao longo de um período correspondentes a um dia foram necessárias. Nestas simulações, as potências geradas eólica e solar são calculadas considerando condições climáticas.

Como a análise é efetuada durante o dia para intervalos de 10 min, a mudança repentina da barra crítica do sistema após a variação da geração eólica e solar, e de uma curva de demanda também considerada, pode influenciar a determinação de ações de controle. Assim, a análise das diferentes formações de áreas críticas do sistema se torna relevante e diferencial neste trabalho. Em razão das diferentes formações de áreas críticas ao longo do dia, uma interface gráfica foi desenvolvida.

Neste sentido as barras críticas do sistema são identificadas com auxílio da magnitude absoluta decrescente do vetor tangente, como mencionado anteriormente, é indicado como o mais eficaz, uma vez que o mesmo ajuda na identificação das barras críticas mesmo para pontos de operação diferentes do colapso [15]. Deste modo, se o colapso de tensão é o ponto de interesse, a identificação das barras críticas e a determinação da margem de carga desempenham um papel crucial [6].

Como a natureza das perdas elétricas não está associada a nenhuma grandeza física do sistema, para que uma compensação de reativo reduza as perdas, a localização do gerador

ótimo é importante para o redespacho de potência reativa, em razão das suas características locais.

Para que o redespacho de potência reativa seja efetuado de maneira adequada a partir dos geradores mais apropriados, a técnica do PSO é empregada com intuito de reduzir as perdas elétricas do sistema. Esta técnica já foi empregada para definição do montante de compensação *shunt* a ser instalado em determinadas barras do sistema para minimizar as perdas elétricas [18] e [30], e, logo, pelos bons resultados esta técnica é adotada neste trabalho.

Conforme as FERs variáveis influenciam na estabilidade de tensão do sistema, as margens de carga ativa e reativa e o comportamento das curvas PV e QV para análise estática são realizadas.

A robustez de cada barra e a determinação de regiões com maior e menor vulnerabilidade são efetuadas com intuito de mostrar a coerência das formações de áreas críticas definidas com auxílio do vetor tangente. Para este objetivo, emprega-se a função energia potencial da solução de baixa tensão neste trabalho [28]. E uma interface gráfica foi desenvolvida para separação destes grupos de vulnerabilidade, além de uma superfície gráfica para construir um mapa de cores mostrando a robustez das barras e a coerência das diferentes metodologias.

1.3 Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho de dissertação foi dividida em dezesseis capítulos, três apêndices e um anexo.

No Capítulo 1, uma introdução dos conceitos fundamentais utilizados para o desenvolvimento deste trabalho foi apresentada.

No Capítulo 2 é brevemente abordado como as fontes renováveis são inseridas no fluxo de potência tradicional. E são detalhadas as fontes de geração renovável, eólica e solar, e seus modelos para o regime permanente.

No Capítulo 3 é descrita a técnica de partição de redes com auxílio do vetor tangente, a metodologia adotada e resultados para validação da metodologia.

No Capítulo 4 é apresentado o método da continuação para levantamento da curva PV e determinação da margem de carga ativa.

No Capítulo 5 são apresentados detalhes sobre a curva QV, determinação de margem de reativo e metodologia adotada para traçar a mesma.

No Capítulo 6 é analisado o comportamento de alguns índices de colapso de tensão considerando a inserção de fontes de geração renovável.

No Capítulo 7 são conceituadas as perdas elétricas e a identificação das barras sensíveis a perdas do sistema. É abordado também o redespacho de potência reativa e a metodologia empregada para a escolha dos geradores para efetuar o mesmo. Além disso, é apresentada a técnica do PSO para definir o incremento do redespacho a fim de minimizar as perdas elétricas do sistema, bem como a metodologia e duas aplicações do PSO.

No Capítulo 8 é abordada a função energia aplicada para análise de estabilidade de tensão, tal como a função energia potencial da solução de baixa tensão para determinar o perfil de vulnerabilidade das barras do sistema.

No Capítulo 9 é abordada a metodologia empregada para determinar as soluções de baixa tensão.

No Capítulo 10 são abordadas as interfaces gráficas criadas para auxiliar na visualização das áreas críticas e dos grupos de vulnerabilidade do sistema em tempo real.

No Capítulo 11 é descrita a superfície criada para determinar as regiões de vulnerabilidade ao definir um mapa de cores.

No Capítulo 12 são apresentados e analisados os resultados obtidos para validação deste trabalho e algumas conclusões parciais para cada etapa do trabalho.

No Capítulo 13, o trabalho é concluído apresentando as conclusões finais e as publicações desenvolvidas durante o período de seu desenvolvimento.

O Apêndice A apresenta a formação de áreas críticas para o sistema IEEE 118 barras do item 10.3.2.

O Apêndice B apresenta a formação de áreas críticas para o sistema IEEE 300 barras do item 10.3.2.

O Apêndice C apresenta as 28 formações de áreas críticas diferentes definidas neste trabalho para a inserção de fontes renováveis.

O Anexo A apresenta os parâmetros do sistema IEEE 118 barras em *IEEE Common Data Format* (CDF).

2 Fluxo de Potência com Inserção de Renováveis

O fluxo de potência é uma das ferramentas básicas para análise de SEP para conhecer o desempenho do sistema sob o ponto de vista de planejamento ou operação, determinando essencialmente o estado em que se encontra o mesmo em regime permanente. O estudo tem como objetivo determinar as variáveis de estado, tensões nas barras (módulo e ângulo), além dos fluxos de potências ativa e reativa entre as barras.

O investimento em FERs tornou-se significativo devido ao cenário do aquecimento global e dos recursos naturais esgotáveis. À medida que o SEP se transforma com a crescente inserção de FERs, em especial geração eólica e solar, o seu perfil de configuração e de operação sofre influência diretamente. A intermitência destas novas fontes introduz a necessidade de possíveis estudos de estabilidade em tempo real, confiabilidade, qualidade da energia e proteção, para garantir o funcionamento do sistema dentro dos limites estabelecidos.

A matriz energética brasileira possui uma variabilidade na disponibilidade de recursos naturais utilizados como FERs, sendo que no Brasil, a região Nordeste apresenta o maior potencial de expansão para a geração eólica, colocando o país no ranking internacional.

Neste capítulo será abordado brevemente como são inseridas as FERs no fluxo de potência tradicional. Além disso, apresenta uma breve fundamentação teórica sobre os modelos adotados em análises de regime permanente para as gerações de energia eólica e solar. Parte do foco deste trabalho consiste no estudo do impacto desta inserção de FERs na segurança operativa do sistema.

2.1 Formulação do Fluxo de Potência Tradicional

As equações do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos ramos ligados ao nó. Isso equivale à Primeira Lei de Kirchhoff.

No processo da elaboração do fluxo de carga, cada barra do sistema possui duas equações conhecidas, potência ativa, ' P ', e potência reativa, ' Q ', as quais podem ser descritas respectivamente por (2.1) e (2.2), $k = 1, 2, \dots, n$:

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

Onde:

P_k : potência ativa calculada em cada barra;

Q_k : potência reativa calculada em cada barra;

n : número de barras do sistema;

V_k, V_m : magnitude das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

θ_k, θ_m : ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

G_{km} e B_{km} : condutância e susceptância dos ramos $k-m$.

As potências especificadas ativa e reativa, ' P_{esp} ' e ' Q_{esp} ', das barras são conhecidas e calculadas conforme (2.3) e (2.4):

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

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

Onde:

P_g e Q_g : Potências ativa e reativa geradas, respectivamente;

P_l e Q_l : Potências ativa e reativa consumidas, respectivamente.

Os tipos de barras são definidos e suas grandezas associadas como representados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Tipos de barras

	Barra de carga (PQ)	Barra de geração (PV)	Barra swing ou de referência (SW)
Conhecidas		P_l e Q_l	
Especificadas	P_g e Q_g (zero)	P_g e V	θ e V
Calculadas	θ e V	θ e Q_g	P_g e Q_g

Como as equações do fluxo de potência não são lineares, para determinar suas soluções aplica-se um método iterativo. Na literatura existem diversos métodos para o cálculo iterativo, sendo que neste trabalho utiliza-se o método de Newton-Raphson.

A linearização é realizada a partir da série de Taylor, e a expressão obtida contém as derivadas parciais de P e Q em função de V e θ , como visto por (2.5)-(2.7):

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

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

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

Onde:

ΔP e ΔQ : variação de P e Q em cada iteração;

ΔV e $\Delta \theta$: variação de V e θ em cada iteração;

J : matriz Jacobiana

H , M , N e L : Submatrizes de J .

O processo é encerrado quando a diferença entre as potências especificadas e calculadas é menor que uma determinada tolerância. Além disso, é considerada a verificação dos limites de potência reativa.

2.1.1 Geração Renovável

A geração distribuída geralmente é modelada no fluxo de potência tradicional como “carga negativa”, em uma barra PQ [11]. Assim, a potência ativa desta barra resulta do somatório dos elementos que estão conectados na mesma, como pode ser visto pela equação (2.8) e pela Figura 2.1.

$$P_{liq} = P_l - P_{ren} \quad (2.8)$$

Onde:

P_{liq} : potência líquida da barra;

P_l : potência ativa consumida pela carga;

P_{ren} : potência gerada pelas renováveis.

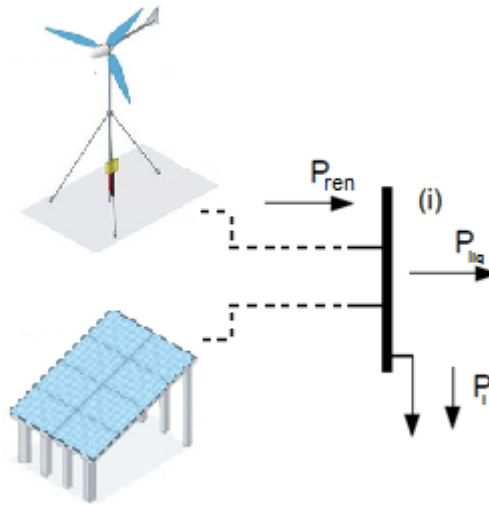


Figura 2.1: Esquema de fluxo de potência com renováveis

2.2 Geração Eólica

A energia eólica origina-se da energia cinética contida nas massas de ar em movimento, os ventos. Esses são gerados a partir do aquecimento não uniforme da superfície terrestre sendo assim dependentes da radiação solar da região, e sua formação ocorre por meio do deslocamento de massas quentes e frias de ar. As condições climáticas ou geográficas podem influenciar na direção, sentido e intensidade do vento.

O aproveitamento eólico para geração de energia elétrica ocorre por meio de turbinas, que efetuam a conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação transmitida ao gerador. Este conjunto turbina-gerador é chamado de aerogerador.

2.2.1 Modelo do Sistema de Geração Eólica

Para a realização de estudos em SEP a partir da inserção de fontes de geração eólica é fundamental o conhecimento dos modelos matemáticos do conjunto que compõe um

aerogerador. Na literatura são abordados diferentes modelos matemáticos [31], [32], [33] e [34].

A potência de saída depende essencialmente das velocidades do vento e da turbina. Uma vez que os parâmetros operacionais do gerador descrevem uma relação não linear entre a potência de saída do aerogerador, ' P_{wt} ', e a velocidade do vento, ' ω ', a mesma pode ser obtida pelo seguinte modelo estático aproximado (2.9), sem perdas numéricas relevantes [33], [35], [36] e [37]:

$$P_{wt} = \begin{cases} 0, & \text{para } 0 \leq \omega \leq \omega_{ci} \\ (A + B\omega + C\omega^2)P_n, & \text{para } \omega_{ci} < \omega \leq \omega_r \\ P_n, & \text{para } \omega_r < \omega \leq \omega_{co} \\ 0, & \text{para } \omega > \omega_{co} \end{cases} \quad (2.9)$$

Onde:

P_n : potência nominal da turbina;

ω_r : velocidade nominal (velocidade $> \omega_r$, turbina gera P_n);

ω_{ci} : velocidade de *cut in* (velocidade mínima para que a turbina inicie o movimento);

ω_{co} : velocidade de *cut off* (velocidade $> \omega_{co}$, potência gerada igual a zero);

A , B e C : coeficientes que definem comportamento parabólico da turbina.

Os coeficientes A , B e C são fixos e definidos de acordo com as equações (2.10), (2.11) e (2.12):

$$A = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \left[\omega_{ci}(\omega_{ci} + \omega_r) - 4\omega_{ci}\omega_r \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right] \quad (2.10)$$

$$B = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \left[4(\omega_{ci} + \omega_r) \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 - (3\omega_{ci} + \omega_r) \right] \quad (2.11)$$

$$C = \frac{1}{(\omega_{ci} - \omega_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{\omega_{ci} + \omega_r}{2\omega_r} \right)^3 \right] \quad (2.12)$$

Para um melhor entendimento do funcionamento da turbina é apresentada a Figura 2.2. Conforme a curva de potência fornecida pela turbina é possível observar que para a velocidade abaixo ω_{ci} o parque eólico é mantido desconectado devido à geração de um

aproveitamento inviável. Para uma velocidade entre ω_{ci} e ω_r a turbina gera uma potência de acordo com os coeficientes que definem o comportamento parabólico a fim de evitar variações bruscas na mesma, enquanto para uma velocidade entre ω_r e ω_{co} a turbina fornece sua potência nominal. E para a velocidade acima de ω_{co} a turbina é desligada por motivos de segurança. Na prática é usual desconectar o gerador em forma de rampa, evitando assim uma variação brusca.

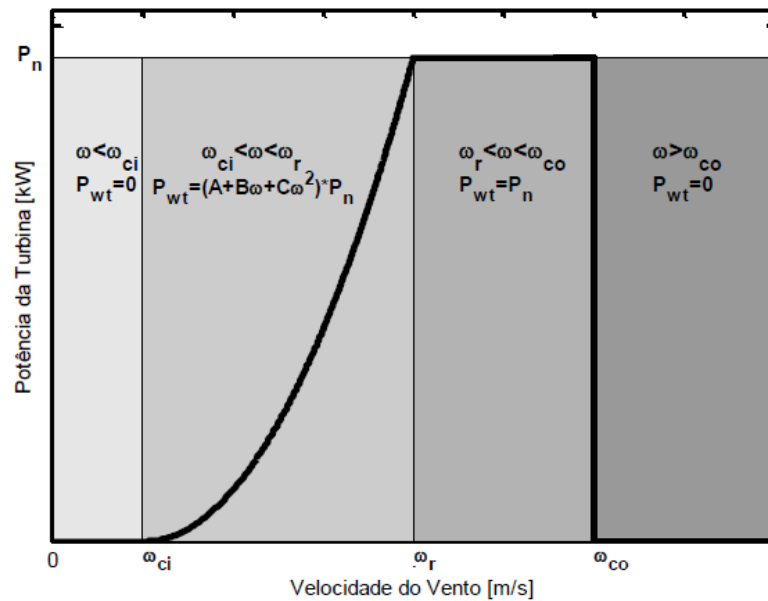


Figura 2.2: Curva de potência de saída da turbina em função da velocidade [38]

2.3 Geração Solar

A geração elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos ocorre a partir de células fotovoltaicas. Estas células são feitas de materiais semicondutores, principalmente silício, e seu princípio de funcionamento consiste no efeito fotovoltaico. Para que o efeito aconteça as junções *p-n* dos materiais semicondutores são expostas à luz, e a radiação absorvida é transformada em energia elétrica.

As células podem ser dispostas de diversas maneiras, sendo agrupadas em série e paralelo, dependendo da necessidade de tensão ou de corrente para carga a ser alimentada. Além disso, a potência de saída do painel fotovoltaico depende da radiação solar incidente, da temperatura das células e da resistência da carga [39] e [40].

2.3.1 Modelo do Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico geralmente é representado de forma matemática pelos modelos: exponencial simples ou exponencial duplo. O modelo exponencial duplo é mais preciso, porém sua implementação requer grande esforço computacional. Assim, como o modelo exponencial simples por apresentar resposta satisfatória e baixo custo computacional [41] é empregado neste trabalho e apresentado pela Figura 2.3.

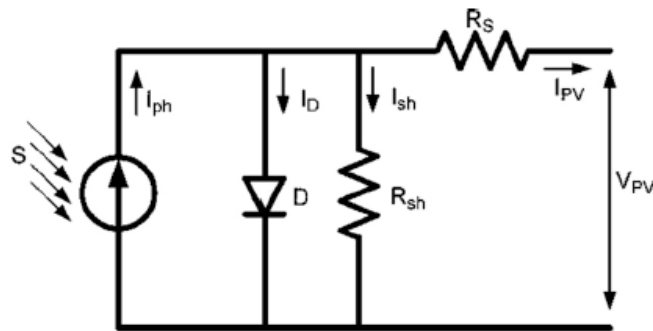


Figura 2.3: Circuito equivalente do modelo exponencial simples de uma célula fotovoltaica [41]

A corrente fornecida à carga é determinada pela equação não linear (2.13), que representa a característica $I(V)$.

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.13)$$

E as correntes I_D e I_{sh} são dadas por (2.14) e (2.15):

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} - 1 \right] \quad (2.14)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2.15)$$

Onde:

I_{PV} : corrente da carga (A);

I_D : corrente do diodo (A);

I_{ph} : corrente gerada pelo efeito fotoelétrico (A);

I_{sh} : corrente *shunt* (A);

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A);
 R_S : resistência série (Ω);
 R_{sh} : resistência *shunt* (Ω);
 V_{PV} : tensão da carga (V);

A : fator de qualidade da junção *p-n*;
 K_B : constante de Boltzmann's – $1,38 \times 10^{-23}$ (J/K);
 T : temperatura da junção (K);
 q : carga do elétron – $1,602 \times 10^{-19}$ (C).

A equação (2.13) possui parâmetros – I_{ph} , I_0 , R_S , R_{sh} e A , que são determinados utilizando três pontos observados pela curva $I(V)$: o ponto de curto circuito, o ponto de máxima potência e o ponto de circuito aberto ao empregar o método iterativo de solução de equações não lineares, como Newton-Raphson.

Assim, substituindo os pontos de curto circuito ($I_{PV} = I_{sc}$ e $V_{PV} = 0$), máxima potência ($I_{PV} = I_{mpp}$ e $V_{PV} = V_{mpp}$) e circuito aberto ($I_{PV} = 0$ e $V_{PV} = V_{oc}$) na equação (2.13), obtêm-se as equações (2.16), (2.17) e (2.18), respectivamente.

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qR_S I_{sc}}{AK_B T}} - 1 \right) - \frac{R_S I_{sc}}{R_{sh}} \quad (2.16)$$

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V_{mpp} + R_S I_{mpp})}{AK_B T}} - 1 \right] - \frac{V_{mpp} + R_S I_{mpp}}{R_{sh}} \quad (2.17)$$

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (2.18)$$

Derivando a equação (2.13) em relação à tensão fornecida pelo painel fotovoltaico, obtém-se (2.19):

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -I_0 \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right) e^{\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{AK_B T}} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right) \quad (2.19)$$

Substituindo I_{pv} e V_{pv} em (2.19) para os pontos de curto circuito e circuito aberto, tem-se (2.20) e (2.21):

$$\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} = -I_0 \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \right) e^{\frac{qR_S I_{sc}}{AK_B T}} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \right) \quad (2.20)$$

$$\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} = -I_0 \frac{q}{AK_B T} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \right) e^{\frac{qV_{oc}}{AK_B T}} - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 + R_S \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \right) \quad (2.21)$$

A potência fornecida pelo painel fotovoltaico e sua derivada em relação à tensão são dadas por (2.22) e (2.23):

$$P_{PV} = V_{PV} I_{PV} \quad (2.22)$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (2.23)$$

Para encontrar a tensão dada no ponto de máxima potência, sabe-se que $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$, então, tem-se (2.24) e (2.25).

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (2.24)$$

$$\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} = I_0 \frac{q}{AK_B T} \left(1 - R_S \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right) e^{\frac{q(V_{mpp} + R_S I_{mpp})}{AK_B T}} + \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - R_S \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \right) \quad (2.25)$$

Os valores V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} , $\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0}$ e $\left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0}$ são obtidos por meio do *datasheet* do fabricante. As condições iniciais dos parâmetros podem ser obtidas pelas equações (2.26)-(2.33).

$$A = \frac{V_{mpp} + \frac{1}{G_{so}} I_{mpp} - V_{oc}}{V_t \left[\ln(I_{sc} - V_{mpp} G_{sho} - I_{mpp}) - \ln(I_{sc} - V_{oc} G_{sho}) + \frac{I_{mpp}}{I_{sc} - V_{oc} G_{sho}} \right]} \quad (2.26)$$

$$R_{sh} = \frac{1}{G_{sho}} \quad (2.27)$$

$$I_o = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_S} \right) e^{-\frac{V_{oc}}{AV_t}} \quad (2.28)$$

$$R_S = \frac{1}{G_{so}} - \frac{AV_t}{I_o} e^{-\frac{V_{oc}}{AV_t}} \quad (2.29)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 - \frac{R_S}{R_{sh}} \right) + I_o \left(e^{\frac{R_S I_{sc}}{AV_t}} - 1 \right) \quad (2.30)$$

Onde:

$$G_{so} = \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{I_{PV}=0} \quad (2.31)$$

$$G_{sho} = \left. \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \right|_{V_{PV}=0} \quad (2.32)$$

$$V_t = \frac{K_B T}{q} \quad (2.33)$$

2.3.2 Dependência de condições externas

As características elétricas dos painéis fotovoltaicos geralmente são fornecidas para uma determinada radiação solar e temperatura de referência igual a 1000 W/m² e 25 °C. No entanto, os parâmetros variam conforme diferentes condições externas devido à temperatura e à radiação, necessitando assim de correções. Estes parâmetros influenciam na intermitência da geração de energia.

O fator de qualidade da junção *p-n*, e a corrente de saturação, dependem da temperatura em Kelvin, sendo aproximadas pelas equações (2.34) e (2.35):

$$\frac{A}{A_{STC}} = \frac{T}{T_{STC}} \quad (2.34)$$

$$I_o = I_{o_{STC}} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^{3/A} e^{\frac{qR_S I_{sc}}{AK_B T}} e^{\frac{qE_{go}}{AK_B} \left(\frac{T}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right)} \quad (2.35)$$

Onde:

T_{STC} : temperatura do painel em condições padrões de teste;

A_{STC} : qualidade da junção $p-n$ em condições padrões de teste;

I_{oSTC} : corrente de saturação em condições padrões de teste;

E_{go} : energia da banda do semiconductor utilizado na célula fotovoltaica.

A corrente gerada pelo efeito fotoelétrico é aproximadamente uma função linear da radiação solar, e sua equação para diferentes pontos de operação é fornecida por (2.36):

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{STC}} [I_{phSTC} + K_i(T - T_{STC})] \quad (2.36)$$

Onde:

S_{STC} : nível de radiação solar incidente na placa em condições padrões de teste;

I_{phSTC} : corrente gerada pelo efeito fotoelétrico em condições padrões de teste;

K_i : coeficiente de corrente de curto circuito fornecido pelo *datasheet* do fabricante.

A curva $V(I)$ é influenciada levemente próxima ao ponto de potência máxima pela resistência série, enquanto sua inclinação é influenciada pela resistência *shunt*. As resistências são obtidas por (2.37) e (2.38).

$$R_S = R_{SSTC} \quad (2.37)$$

$$\frac{R_{sh}}{R_{shSTC}} = \frac{S_{STC}}{S} \quad (2.38)$$

Onde:

R_{SSTC} : resistência série em condições padrões de teste.

R_{shSTC} : resistência *shunt* em condições padrões de teste.

A temperatura do painel fotovoltaico é obtida empregando a equação (2.39):

$$T = T_a + S \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.39)$$

Onde:

S : radiação;

T_a : temperatura ambiente;

NOCT: temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico sob uma radiação solar de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C e uma velocidade $< 1 \text{ m/s}$.

2.3.3 Dados painel fotovoltaico

Os dados fornecidos pelo fabricante do painel fotovoltaico empregado neste trabalho foram apresentados pela Tabela 2.2. Os parâmetros calculados segundo o método de Newton Raphson são apresentados pela Tabela 2.3, para radiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de referência igual a 25°C . Para diferentes níveis de radiação e temperatura, os parâmetros apresentados pela Tabela 2.3 devem ser recalculados.

Tabela 2.2: Dados do módulo BP SX 120 [41]

Máxima potência ($P_{m\acute{a}x}$)	120 W
Tensão em $P_{m\acute{a}x}$ (V_{mp})	33,7 V
Corrente em $P_{m\acute{a}x}$ (I_{mp})	3,56 A
$P_{m\acute{a}x}$ mínimo garantido	110 W
Corrente de curto circuito (I_{sc})	3,87 A
Tensão de curto aberto (V_{oc})	42,1 V
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	$(0,065 \pm 0,015) \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	$(160 \pm 10) \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
NOCT	$47 \pm 2^\circ\text{C}$
Tensão máxima do sistema	600 V

Tabela 2.3: Parâmetros calculados ($S=1000 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 25^\circ\text{C}$) [41]

I_{ph}	3,871 A
I_o	$7,9672\text{e-}7 \text{ A}$
R_s	0,3996
R_{sh}	$1.500,8 \text{ } \Omega$
A	1,4776

3 Partição de Redes

A teoria de partição de uma rede de n barras, neste estudo é caracterizada pelo parâmetro C_{ij} , que representa a ligação entre duas barras i e j . A definição de C_{ij} depende da técnica de partição adotada. Se o valor de C_{ij} é elevado, pode-se dizer que as barras i e j estão fortemente conectadas, entretanto se for baixo, a conexão será admitida como fraca. Um conjunto de barras fortemente conectadas define uma área de coerência. A conexão entre duas barras no SEP é representada pelos parâmetros das linhas de transmissão, no entanto não quantificam o grau de acoplamento entre as barras não conectadas. Por conseguinte, o parâmetro C_{ij} representa o grau de acoplamento entre duas barras do sistema elétrico [15].

Na literatura diferentes formas de partições foram abordadas, métodos de partição de redes derivados de informações do autovetor à direita e do vetor tangente são abordados em [15]. A referência [42] define C_{ij} como variação de tensão em todas as barras j em relação à variação de carga em i , enquanto em [43] é adotada o determinante reduzido da matriz Jacobiana.

Neste capítulo será descrito a técnica de partição de redes obtida em relação às barras críticas do sistema, que são identificadas com auxílio da magnitude absoluta decrescente do vetor tangente. E será apresentada uma validação da metodologia.

3.1 Vetor Tangente

O vetor tangente representa como as variáveis de estado de um sistema se comportam conforme o crescimento da carga, e possui sensibilidade a variações de tensão em módulo e ângulo, convergindo para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo, no ponto de bifurcação. Pode ser diretamente obtido pelo produto entre a inversa da matriz Jacobiana do fluxo de potência e o vetor de carga inicial [7].

No ponto de colapso, variações infinitesimais na carga provocam grandes variações de tensão em módulo e ângulo, resultando em valores elevados do vetor tangente. Assim, a variável mais sensível no ponto de bifurcação pode ser indicada pelo maior valor em módulo do vetor tangente [44].

Por conseguinte, este vetor identifica qual é a barra mais sensível à variação de carga, caracterizando a mais susceptível ao colapso de tensão para um determinado ponto de

operação. Assim sendo apresentado como o mais eficaz para identificação de barras críticas para pontos de operação diferentes do ponto de colapso [15].

3.1.1 Metodologia de Partição

O algoritmo utilizado para partição do sistema elétrico neste trabalho é apresentado a seguir:

- A partir do fluxo de potência não linear convergido obtêm-se os valores de J e são conhecidas as potências iniciais: ativa e reativa, ' P_0 ' e ' Q_0 '.
- O vetor tangente, ' VT ', é determinado pela equação (3.1) e seus valores são ordenados em módulo decrescente, sendo λ o parâmetro de crescimento da carga.

$$VT = \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta V}{\Delta\lambda} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

- É adotado um parâmetro de partição, ' k ', fixo igual a 0,57. Este valor foi definido na comparação das metodologias: vetor tangente e *Voltage Control Area* (VCA) [45].
- Define-se como barra crítica do sistema a barra PQ que possui maior valor absoluto do vetor tangente. Diz-se que esta barra i pertence à primeira área crítica, tornando-se o núcleo crítico da mesma.
- Logo, se a razão entre o módulo do vetor tangente associado a cada barra j , “barras vizinhas”, pelo núcleo crítico, ‘NC’, seja maior que k , estas barras também pertencem à mesma área.
- A próxima barra PQ que não pertencer à área em formação torna-se o núcleo crítico de uma nova área.
- Verifica-se em todo o processo a conexão entre as barras que compõem a mesma área.
- O processo se repete até que todas as barras estejam agrupadas.

A referência [15] apresenta este vetor para identificação da barra crítica do sistema como sendo o mais eficiente. Há a possibilidade de encontrar a barra crítica para pontos de operação diferentes do ponto de bifurcação. Neste caso, a barra crítica é identificada antes de o sistema atingir o ponto de bifurcação. Identificá-la antes do ponto de bifurcação possibilita tomada de decisão para se evitar a perda de estabilidade de tensão.

A formação de áreas críticas é explicada de forma resumida pela Figura 3.1:

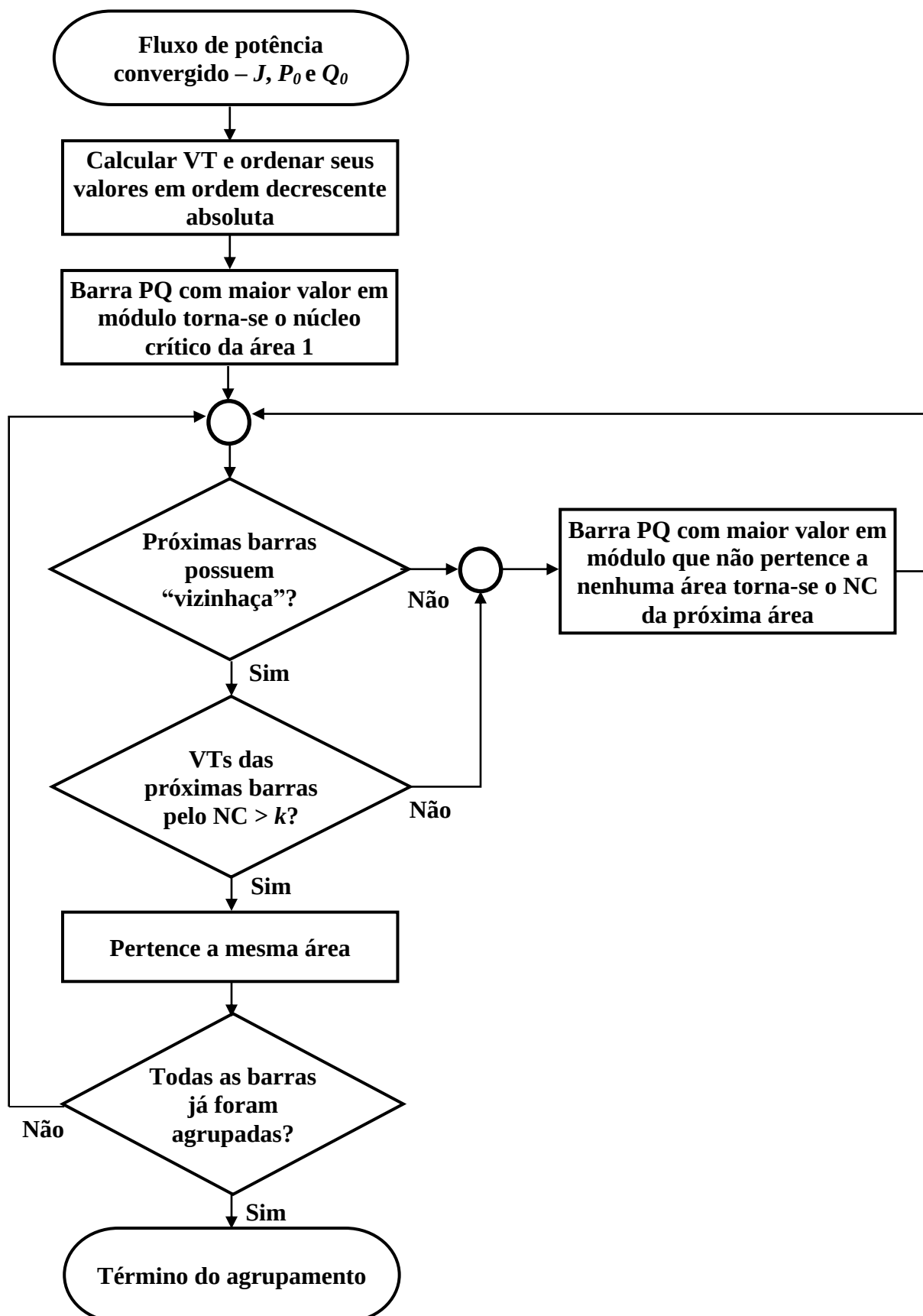


Figura 3.1: Fluxograma da partição de redes

3.2 Validação da Metodologia

Para validação desta metodologia de partição de redes adotada serão apresentados os resultados de uma publicação, na qual foram comparadas as metodologias de partição de redes com auxílio do vetor tangente e a metodologia VCA. E os testes foram realizados com auxílio do sistema IEEE 118 barras.

3.2.1 Publicação

Este capítulo gerou a seguinte publicação:

AZEVEDO, R. G.; MONTEIRO, M. R. ; Zambroni de Souza, A. C.. Location of reactive power compensation through different methodologies. In: Regional South East European Conference 2014, Timisoara, 2014.

3.2.2 Resultado

Como resultado foi possível verificar a coerência das áreas formadas por ambas as metodologias que encontraram exatamente o mesmo grupo de barras. Isso é devido ao fato de ambas usarem o mesmo sistema de equações baseadas no fluxo de potência convergido.

Para um melhor entendimento será descrito brevemente a seguir a metodologia VCA.

3.2.2.1 Metodologia VCA

Um método para identificação de VCA envolve a determinação da distância elétrica entre os barramentos do sistema e um agrupamento hierárquico subsequente para definir as áreas.

A partir do fluxo de carga não linear convergido obtém-se J . Assim a ideia de distância elétrica utilizada consiste na submatriz L de J , e sua inversa L^{-1} , denominada matriz de sensibilidade. Os elementos de L^{-1} mostram a propagação da variação da tensão pela injeção de potência reativa em uma determinada barra. A atenuação da máxima variação de tensão entre as barras quantificam o grau de acoplamento de tensão entre as barras, que pode

ser obtida a partir de L^{-1} , dividindo-se os elementos de cada coluna pelo elemento da diagonal principal. A matriz de atenuação, ‘ a_{ij} ’, entre todas as barras do sistema pode ser avaliada por (3.2), [46]:

$$\Delta V_i = a_{ij} \Delta V_j \quad (3.2)$$

Para garantir a propriedade de simetria para a distância elétrica, geralmente $a_{ij} \neq a_{ji}$ e é calculada por (3.3):

$$D_{ij} = -\log(a_{ij} - a_{ji}) \quad (3.3)$$

As distâncias elétricas são normalizadas, (3.4):

$$D_{ij} = \frac{D_{ji}}{\max(D_{i1}, \dots, D_{iN})} \quad (3.4)$$

O algoritmo pode ser resumido a seguir [45]:

- Para cada barra de geração i são calculadas suas distâncias elétricas nominais, ‘ D_{ij} ’, em relação às outras barras do sistema j ($j \neq i$), as quais são classificadas em faixas, ‘Ranges’, dispostos em ordem crescente como segue:

$$0 \leq \text{Range } 1 < R1$$

$$R1 \leq \text{Range } 2 < R2$$

$$R2 \leq \text{Range } 3 < R3 \dots$$

$$R1 < R2 < R3 \dots$$

- O processo de agrupamento inicia-se pelo *Range 1*. Para cada barra j na qual a distância elétrica para a barra de geração i seja menor que o *Range 1*, então estas barras estarão no mesmo grupo. Este processo é repetido para todas as barras utilizando o *Range 1*. Se ainda restar alguma barra não alocada em nenhum grupo, o processo para os outros ranges é efetuado. Quanto menores forem os ranges, melhores serão os efeitos do agrupamento.

4 Curva PV

Um dos métodos mais utilizados para análise de estabilidade de tensão estática baseia-se no estudo do comportamento das curvas PV. Este método permite determinar os limites de carregamento em regime permanente que estão relacionados à estabilidade de tensão.

A Figura 4.1 ilustra a curva PV representando suas grandezas que mais influenciam na estabilidade de tensão.

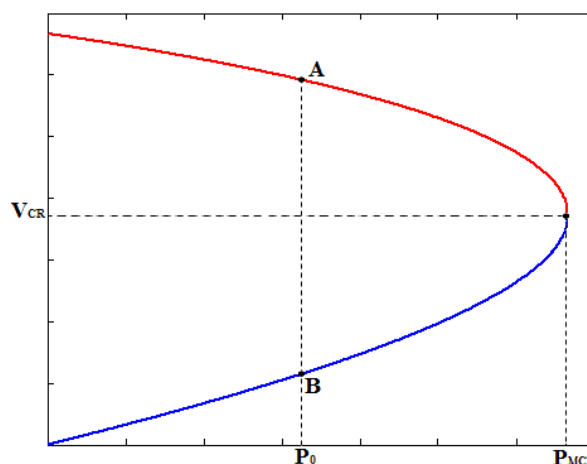


Figura 4.1: Curva PV

O ponto de máximo carregamento, ' P_{MC} ', representa a carga máxima que o sistema consegue suprir sem a perda de estabilidade de tensão, ou seja, é o limite superior de transferência de potência. Sabe-se que a máxima transferência de potência ocorre quando a magnitude da impedância da carga é equivalente à da fonte. Neste ponto, se a carga continuar a aumentar, o sistema não será capaz de fornecer potência ativa, assim é levado para o colapso de tensão. Além disso, a tensão associada à potência máxima transferida corresponde à tensão crítica, ' V_{cr} ', que é o único valor que satisfaz as equações da curva.

A curva PV possui como característica as soluções estáveis serem encontradas na parte superior da curva e as soluções instáveis na parte inferior. Assim, para potências transmitidas menores que P_{MC} , existem duas soluções de tensões, uma solução estável (ponto A), que permite o funcionamento em condições normais do sistema, e outra instável (ponto B). O ponto A possui elevada tensão e baixa corrente enquanto o ponto B possui baixa tensão e elevada corrente.

Então, quanto menor a distância entre determinado ponto de operação em relação ao ponto P_{MC} , o sistema está mais susceptível a apresentar problemas quando o mesmo estiver

submetido a perturbações resultando no decréscimo das tensões em função de pequenas variações de carga [48].

Como no ponto de colapso pequenas variações na carga geram elevadas variações de tensão, e a barra crítica corresponde à barra que apresenta maior variação, estas barras tornam-se importantes para as análises, por serem núcleos de áreas onde o problema geralmente se inicia mais severamente. Deste modo, é essencial que as curvas PV sejam traçadas para as mesmas.

Neste capítulo será apresentado o método utilizado para o levantamento da curva PV e para o conhecimento da margem de carga. Esta curva tem sido amplamente utilizada nos estudos de operação e planejamento.

4.1 Margem de Carga

O conhecimento da margem de carga do sistema é crucial quando os estudos de colapso de tensão são o foco. A margem de carga consiste na variação de carga adicional do sistema que pode ser sustentada enquanto as estabilidades de tensão e dinâmica são garantidas. Seu cálculo permite tomar medidas de controle para evitar o colapso de tensão, assim determinando um índice de segurança do sistema.

Logo, a margem de carga indica a distância de um determinado ponto de operação em relação ao ponto de bifurcação sela-nó, ou seja, indica a proximidade à instabilidade de tensão. Portanto, ao aumentar a margem de carregamento consiste em ampliar a margem de estabilidade de tensão e a segurança do sistema [3].

4.2 Método da Continuação

A partir de um ponto de operação conhecido e realizando sucessivos incrementos de carga, cada ponto da curva PV pode ser traçado até a não convergência do fluxo de potência tradicional. No entanto, no ponto P_{MC} , a matriz J torna-se singular quando a carga é modelada como potência constante. Assim, o método de Newton-Raphson apresenta problemas de convergência à medida que a solução se aproxima do ponto de colapso de tensão devido à singularidade de J , visto que esta matriz torna-se não invertível neste ponto sendo o seu determinante nulo.

O método da continuação resolve este problema ao reformular as equações de fluxo de potência de forma a evitar a singularidade de J , assim sendo possível determinar soluções para pontos de equilíbrio estáveis e instáveis [19].

Esta ferramenta matemática proposta em [19], utiliza o processo com passos previsor-corretor para determinar o caminho das soluções do fluxo de potência. Quando o sistema de potência estiver no ponto de bifurcação sela-nó, para obter a solução é necessário realizar uma parametrização, que consiste na remoção da singularidade de J ao utilizar outra incógnita como parâmetro de solução. Esta incógnita somente é inserida ao processo no ponto de bifurcação, sendo que nos pontos de equilíbrio das partes superior e inferior da curva PV, o cálculo é efetuado com os passos previsor-corretor sem a parametrização.

A equação (4.1) representa o sistema de equações do fluxo de potência com as modificações:

$$F(x, \lambda) = 0 \quad (4.1)$$

sendo x as variáveis de estado e λ o parâmetro de crescimento da carga e da geração.

Neste trabalho o método da continuação [9]-[20] obtém o passo previsor pelo cálculo da inversa da norma Euclidiana do vetor tangente [3]. Após este processo, o passo corretor é empregado conforme proposto em [20], no qual o passo previsor é considerado como estimativa inicial no fluxo de potência.

Os significados dos passos previsor e corretor podem ser observados pela Figura 4.2. A partir de um ponto de operação conhecido (x^i, λ^i) é possível estimar no passo previsor um novo ponto $(x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta \lambda^i)$. No entanto, a solução exata (x^{i+1}, λ^{i+1}) é determinada no passo corretor.

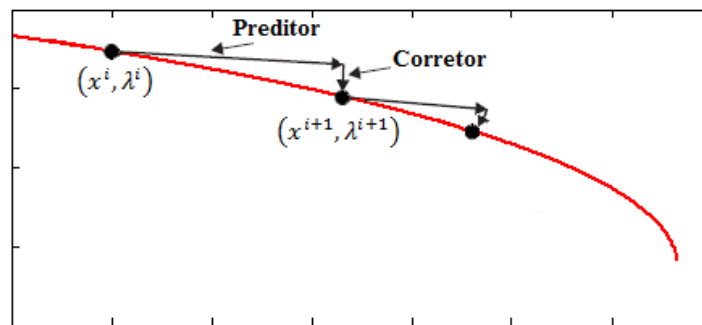


Figura 4.2: Comportamento passos previsor-corretor

4.2.1 Passo Previsor

As derivadas das variáveis de estado em relação ao parâmetro de crescimento de carga e geração mostram como estas variáveis são sensíveis à variação deste parâmetro para estudos de colapso de tensão.

Derivando a equação (4.1) em relação a λ , encontra-se a equação (4.2):

$$\frac{df}{dx} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{df}{d\lambda} = 0 \quad (4.2)$$

O vetor tangente pode ser obtido rearranjando a equação (4.2), de acordo com a equação (4.3):

$$VT = \frac{dx}{d\lambda} = - \left(\frac{df}{dx} \right)^{-1} \frac{df}{d\lambda} \quad (4.3)$$

Quando o parâmetro considerado é a variação de carga e geração, o vetor tangente é obtido por meio do equacionamento do fluxo de potência. O incremento de carga e geração, ' $\Delta\lambda$ ', são dados por (4.4) e (4.5):

$$P = P_0 (1 + \Delta\lambda) \quad (4.4)$$

$$Q = Q_0 (1 + \Delta\lambda) \quad (4.5)$$

Onde: P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa iniciais.

Então as variações de potência são dadas por (4.6) e (4.7):

$$P = P_0 \Delta\lambda \quad (4.6)$$

$$Q = Q_0 \Delta\lambda \quad (4.7)$$

Substituindo as equações (4.6) e (4.7) em (2.6), obtém-se (4.8):

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \Delta\lambda \quad (4.8)$$

E o vetor tangente pelo fluxo de potência é (4.9):

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta\lambda} \quad (4.9)$$

Finalmente, a equação que representa o vetor tangente é obtida:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta\lambda}{\Delta V} \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix}$$

O emprego do vetor tangente tem como principal vantagem que o passo é variável. Quando o sistema encontra-se distante do ponto de bifurcação o tamanho do passo é grande, por outro lado, quando se encontra próximo, o passo é pequeno. Logo, o passo variável [15] pode ser obtido por (4.10):

$$\Delta\lambda = \frac{K}{\|VT\|} \quad (4.10)$$

Onde, K é um fator que determina a velocidade do processo, tal que seu valor:

$$\begin{aligned} K = 1, & \quad \text{normal} \\ K > 1, & \quad \text{acelerado} \\ K < 1, & \quad \text{desacelerado} \end{aligned}$$

4.2.2 Passo Corretor

O cálculo do passo predictor fornece para o sistema um novo ponto, que não necessariamente representa um ponto de equilíbrio. Este ponto estimado necessita de uma correção obtendo assim o novo ponto de equilíbrio.

O método a ser utilizado no passo corretor consiste na solução de equações não lineares. Neste trabalho, utiliza-se como passo corretor o fluxo de potência convencional, com resolução do método iterativo Newton-Raphson.

Quando o interesse é determinar a margem de carregamento sem conhecer o exato ponto de colapso, o fluxo de potência convencional pode ser adotado como passo corretor.

4.2.3 Critério de Parada

O processo do método da continuação é interrompido quando o algoritmo de cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson diverge. Outra maneira para o critério de parada é fornecida pelo índice que antecipa o autovalor dominante da matriz Jacobiana, que tende a zero no ponto de bifurcação [9]. Como o interesse deste trabalho consiste na parte estável da curva PV, este critério pode ser adotado.

Este índice é obtido pela equação (4.11), sendo VT o vetor tangente normalizado, e J a matriz Jacobiana completa.

$$I_c = VT^T JVT \quad (4.11)$$

O índice I_c é relacionado ao autovalor de interesse amplamente abordado na literatura [3], [44], e [49]. A bifurcação sela-nó localmente é identificada [7] pelo seguinte conjunto de equação (4.12):

$$\frac{dx}{dt} = x^2 + \lambda \quad \frac{dy}{dt} = y \quad (4.12)$$

Onde x é a variável de bifurcação e λ é o parâmetro do sistema.

A partir das derivadas parciais do segundo termo da equação (4.13) com relação às variáveis de estado obtém (4.13):

$$\begin{bmatrix} 2x & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Esta matriz possui dois autovalores $2x$ e 1 . Quando o sistema se aproxima do ponto de bifurcação por meio da variação de λ o valor de $2x$ tende a zero.

O autovetor, ‘ Z ’, associado aos autovalores é dado por (4.14), e não dependem das variáveis de estado.

$$Z = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Como este autovetor não varia durante o carregamento do sistema, pode ser utilizado para determinar o autovalor dominante por meio da seguinte decomposição (4.15):

$$\lambda_{int} = Z^T J Z \quad (4.15)$$

Para esclarecer que na equação (4.15) o VT pode substituir Z , deve-se considerar para um ponto de equilíbrio, $dx/dt = 0$, resultando assim (4.16):

$$0 = x^2 + \lambda \quad (4.16)$$

A derivada parcial de equação (4.16) em relação ao λ , obtém-se (4.17):

$$\frac{dx}{d\lambda} = \frac{1}{2\sqrt{-\lambda}} \quad (4.17)$$

A inversa de (4.17) fornece um comportamento quadrático em função de λ .

Reescrevendo (4.16), assim obtendo (4.18):

$$\alpha(\lambda) = \begin{bmatrix} \lambda \\ -\lambda^2 \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

A derivada parcial da equação (4.18) em relação ao λ é dada por (4.19):

$$\frac{d\alpha(\lambda)}{d\lambda} = \begin{bmatrix} 1 \\ -2\lambda \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

A componente ‘1’ da equação (4.19) torna-se dominante quando o sistema se aproxima do ponto de bifurcação sela-nó ($\lambda=0$) e esta equação se aproxima de (4.14).

4.3 Metodologia

A metodologia para o levantamento da curva PV pode ser resumida pela Figura 4.3.

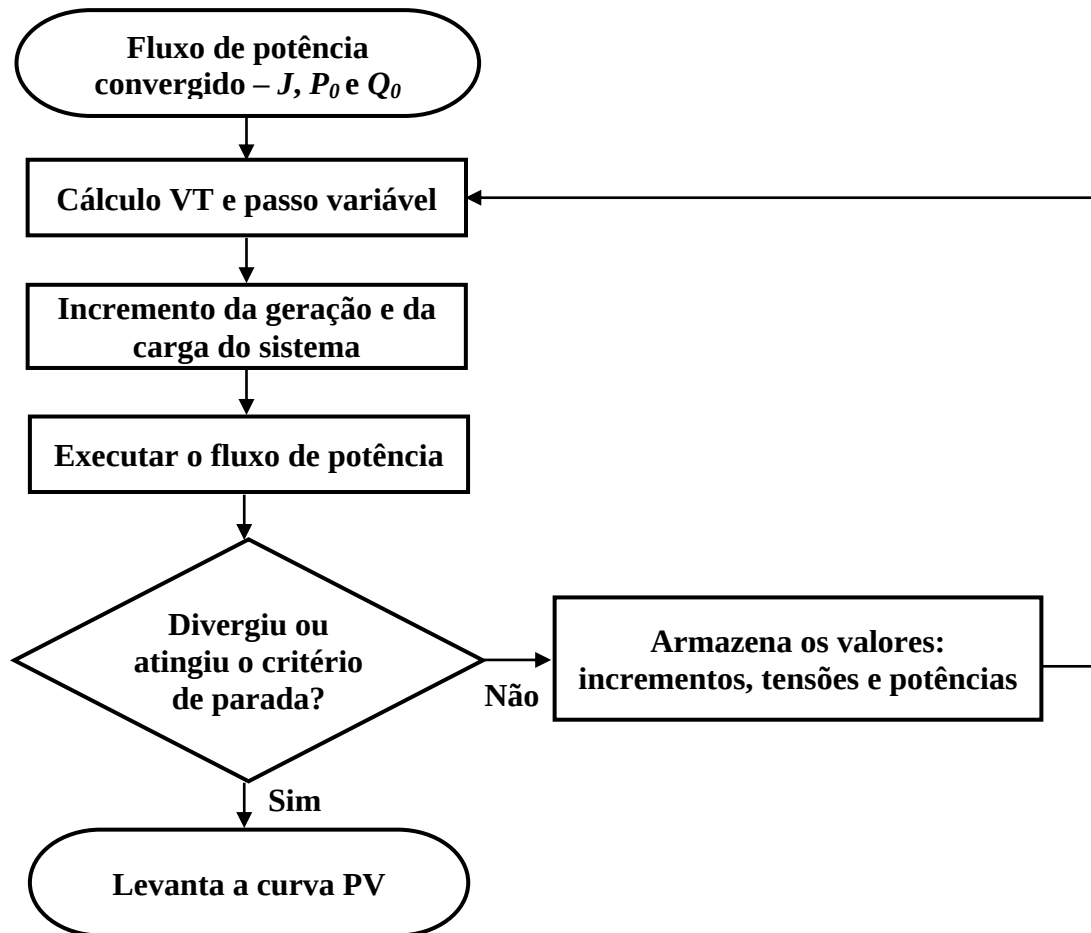


Figura 4.3: Fluxograma do método da continuação

5 Curva QV

A técnica da curva QV é amplamente utilizada para efetuar análise estática do sistema e a partir das suas informações é possível avaliar a estabilidade de tensão. A curva QV possibilita o conhecimento da capacidade de potência reativa de determinadas barras do sistema. O emprego desta curva é muito importante em estudos de estabilidade de tensão, tendo visto que a potência reativa está relacionada à segurança de tensão [9], [21] e [50].

A margem de carga reativa fornece um conhecimento do possível desempenho do SEP durante eventos que podem comprometer a estabilidade do sistema, deste modo mostrando possíveis localizações de reservas de potência reativa para tomadas de ações de controle, identificando a capacidade de compensação e as barras mais apropriadas para compensação. Além disso, auxilia na operação e no planejamento evitando que o sistema seja levado para o colapso. Nesta perspectiva, alguns programas como o ANAREDE já possuem este método da curva QV introduzido no seu algoritmo de fluxo de potência [51].

Como dito anteriormente, o método da curva QV permite avaliação da estabilidade de tensão por meio da necessidade de compensação reativa, além de fornecer outras vantagens como [50]:

- Convergência normalmente não apresenta dificuldades mesmo para aquelas barras que se encontram do lado instável da curva;
- Compensação de potência reativa na barra em análise é obtida imediatamente pelo valor de potência reativa gerada pelo compensador;
- A sensibilidade da barra em relação a variações dos níveis de tensão é indicada pela inclinação da curva;
- É possível observar a importância de cada barra na estabilidade do sistema por meio da sobreposição das curvas de diversas barras em um único gráfico, uma vez que no ponto de mínimo de cada curva, as fontes de potência reativa estão operando próximas ao seu limite de geração;
- A robustez do sistema pode ser testada ao empregar as curvas QV para pontos ao longo da curva PV.

Ao comparar a forma como o sistema é analisado pela curva QV e PV, verifica-se que o método QV possui algumas desvantagens como ao considerar a variação de tensão em apenas

uma barra do sistema, que resulta em uma avaliação local do ponto de vista de potência reativa, ao passo que o método PV permite uma avaliação global do sistema. Além disso, ao analisar contingências é necessário levantar várias curvas QV e analisar o sistema como um todo [50].

Nesta perspectiva de estabilidade de tensão, este capítulo apresenta detalhes sobre a curva QV e como pode ser determinada.

5.1 Definições da Curva QV

A curva QV indica a margem de carga reativa de uma determinada barra, que é definida como a distância do ponto de mínimo da curva até o eixo da tensão, conforme ilustra a Figura 5.1. E o ponto de intersecção da curva QV com o eixo da tensão identifica o ponto de operação, que ocorre quando a tensão da barra está sem compensação reativa.

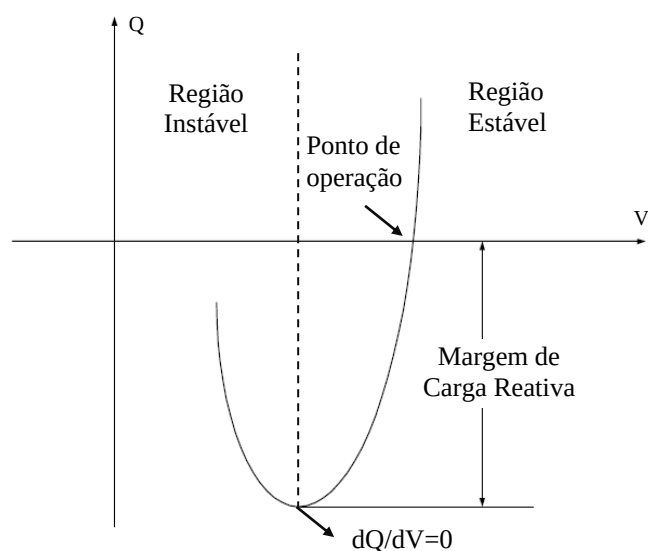


Figura 5.1: Comportamento passos previsor-corretor

Há duas regiões de operação do ponto de vista de estabilidade de tensão: região estável e região instável. Quando o ponto de operação encontra-se do lado direito da curva, o sistema é considerado estável e em condições normais de operação, a magnitude da tensão aumenta diretamente com aumento da injeção de potência. No entanto, se o ponto encontra-se do lado esquerdo, a tensão diminui com aumento da injeção de reativo, e assim o ponto é considerado instável.

No ponto $dQ/dV = 0$ tem-se o limite de estabilidade de tensão, ou seja, este valor de reativo no ponto mínimo da curva representa o máximo que o sistema pode oferecer para manter a estabilidade de tensão.

A partir da inclinação da curva QV, observa-se que uma barra que possui a potência reativa variando acentuadamente com a diminuição da tensão, tal como tendo pequena margem de reativo, é considerada com crítica e irá contribuir primeiramente para levar o sistema ao colapso de tensão [51].

As ações de controle de potência reativa atuam com eficácia no controle dos níveis de tensão quando localizadas na região estável da curva QV, uma vez que o aumento da geração de potência reativa é acompanhado pelo aumento da magnitude da tensão. Essa é uma condição de operação desejável, na qual o próprio gerador é capaz de controlar a tensão. Por outro lado, na região instável as ações de controle de tensão operam de forma oposta, ou seja, com a injeção de reativo a tensão diminui [52].

5.1.1 Relação entre as Curvas PV e QV

A curva QV tem como principal característica que no ponto referente ao máximo carregamento da curva PV, a margem de carga reativa (MCR) da barra crítica é praticamente nula ou até inexistente.

O deslocamento da curva QV pode ser observado à medida que o carregamento aumenta (p_1 , p_2 , p_3) tendendo ao colapso, a margem de carga reativa diminui até se tornar nula, como ilustrado pela Figura 5.2. E para algumas barras PV, representadas pela curva em azul, esta margem se torna positiva ($MCR > 0$), ou seja, a potência reativa mínima maior que zero, indicando que a barra está fornecendo o máximo de potência reativa que a mesma pode gerar.

Já quando a curva QV para a barra PQ possui interseção com o eixo da tensão, a mesma possui uma margem de reativo, deste modo o sistema ainda pode suprir a necessidade de potência reativa, sem adição de compensação reativa. Caso contrário, há necessidade de fornecer um adicional de potência reativa devido ao déficit de reativo a fim de garantir a estabilidade.

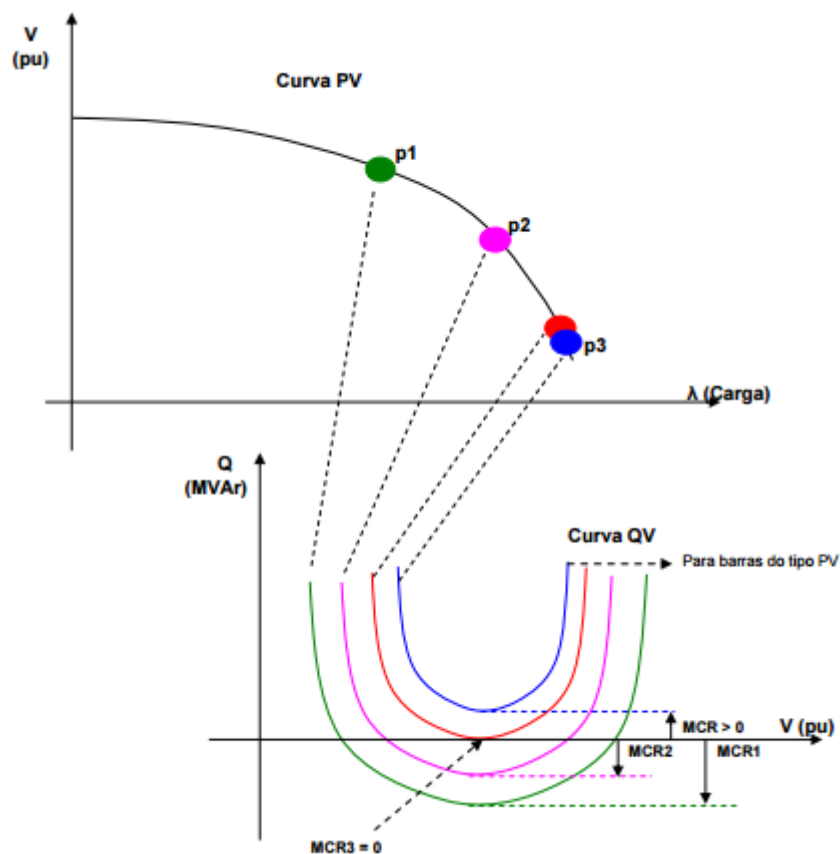


Figura 5.2: Relação entre os pontos das curvas PV e QV [53]

5.2 Metodologia da Curva QV

O levantamento da curva QV pode ser efetuado para diversas barras do sistema, porém cada curva é obtida separadamente. O procedimento para a obtenção desta curva consiste a partir das condições de operação do fluxo de potência, a barra de interesse torna-se PV com os limites abertos, e sua tensão terminal é variada em passos pequenos, e em seguida o fluxo de potência é resolvido armazenando a tensão e potência reativa da barra em análise. Esta metodologia é descrita pelo fluxograma representado na Figura 5.3. E como critério de parada pode se utilizar os limites de tensão superior e inferior.

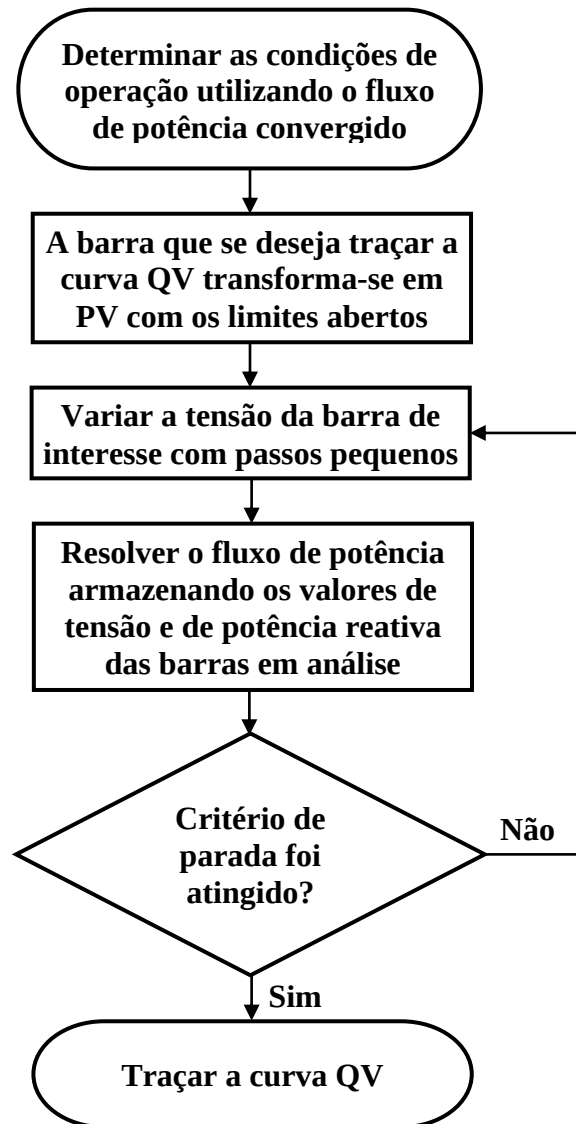


Figura 5.3: Fluxograma do levantamento da curva QV

5.3 Método Continuado QV

O método continuado QV consiste no método da continuação para traçar a curva QV. Este método traça a curva QV de maneira controlada, a partir de um ponto de operação conhecido, e por meio de passos variados as tensões são corrigidas [9].

O tamanho do passo da tensão para a barra de interesse é dado por (5.1):

$$\Delta\lambda = \frac{K}{\|TV_Q\|} \quad (5.1)$$

Onde:

K : é o vetor que determinar a velocidade da convergência;

$\|TV_Q\|$: norma euclidiana de TV_Q .

E TV_Q é obtido pela equação (5.2):

$$TV_Q = J^{-1}Q_1 \quad (5.2)$$

A matriz J do fluxo de potência sofre uma alteração para determinar o índice de parada que será explicada adiante. A barra para a qual está sendo traçada a curva QV torna-se PQ, caso a mesma não seja deste tipo. Já Q_1 é o vetor esparsa contendo todos os elementos nulos exceto o correspondente à potência reativa da barra em análise, que assume valor unitário.

$$Q_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Por sua vez, as correções das tensões para as barras PQ são obtidas por:

$$\Delta V = K \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (5.3)$$

É importante ressaltar que durante o processo iterativo a barra em análise para traçar sua curva QV, é considerada do tipo PV, caso não seja. No entanto, somente para o cálculo do passo e das correções de tensões a mesma é considerada como PQ, assim o índice de parada é nulo no ponto de inflexão.

5.3.1 Metodologia CRIC

Para melhorar a eficiência da convergência do fluxo de potência, a referência [9] propõe a aplicação do método *Constrained Reactive Implicit Coupling* (CRIC). O princípio de funcionamento deste método é baseado em:

- Durante o ciclo de potência reativa as injeções de potência ativa são mantidas constantes.
- Fazer isso é equivalente a manter constantes os fluxos de potência ativa nos ramos.

O ciclo de potência reativa é resolvido conforme o método desacoplado rápido, sendo que a diferença entre estes dois métodos está no ciclo de potência reativa.

5.3.2 Critério de Parada

Quando o interesse é na parte estável da curva QV, dois critérios de parada podem ser adotados [9]:

- Quando o módulo da potência reativa calculada da curva QV diminuir o ponto de mínimo já foi calculado.
- O índice I_Q possui similaridade com o índice I_C , utilizado na curva PV. É um indicador da proximidade do mínimo da curva QV e é obtido por (5.4). Este índice é nulo no ponto mínimo da curva.

$$I_Q = \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|}^t J \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (5.4)$$

6 Índices de Estabilidade de Tensão

Os índices de estabilidade de tensão são ferramentas que possuem como objetivo quantificar a proximidade do sistema à instabilidade de tensão de forma que o colapso de tensão seja evitado e medidas de caráter preventivo possam ser tomadas. Estes índices são pré-determinados e podem ser monitorados à medida que os parâmetros do sistema mudam.

Diversos índices são apresentados na literatura, e neste capítulo serão apresentados alguns destes índices que já foram descritos nas seções anteriores, sendo que a Função Energia que será apresentada mais a frente.

A margem de carregamento obtida pela análise da curva PV é um índice amplamente aceito. No estudo para a transferência de potência ativa de uma região para outra do sistema avaliam-se nos efeitos no perfil de tensão do mesmo [48].

A estabilidade de tensão depende de como a variação de Q e P impacta as tensões nas barras PQ. A partir do índice QV é mais visível a influência de alguns equipamentos no lado receptor do sistema (carga ou equipamentos de compensação) ao mostrar a relação da barra como absorção ou geração de energia reativa [4].

O índice como o vetor tangente detecta a proximidade ao ponto de colapso, que conforme o carregamento do sistema aumenta sua magnitude também aumenta, e seu valor máximo identifica a barra crítica do sistema. Já o menor autovalor é um índice escalar que tende a zero próximo ao ponto de colapso, apresentando um comportamento quadrático [7].

O valor da função energia para análise de estabilidade de tensão mostra que à medida que o sistema se aproxima da instabilidade, seu valor tende a zero [27]. Neste trabalho a parte referente à solução instável será utilizada para indicar a robustez das áreas de coerência.

Neste capítulo é apresentada a validação da metodologia dos índices de colapso de tensão, também empregados neste trabalho.

6.1 Validação da Metodologia

O impacto da inserção das fontes renováveis em alguns dos índices citados nesta seção foi estudado. Os resultados e suas análises serão descritas a seguir.

6.1.1 Publicação

Este capítulo gerou a seguinte publicação:

Maíra R. Monteiro, A. C. Zambroni de Souza, B. I. L. Lopes. The Influence of Renewable Generation in Voltage Collapse Indices. In: 6th International Conference on Clean Electrical Power, Italy, 2017.

6.1.2 Proposta de Estudo

A proposta de estudo aborda a influência das fontes de energia renovável em alguns índices como a margem de carga obtida pela curva QV considerando o critério do menor autovalor de interesse; as barras críticas durante o aumento da carga e geração, e margem de carga reativa de acordo com a curva QV. O sistema teste empregado para validar a metodologia consiste no sistema IEEE 118 barras.

Os estudos realizados foram divididos em três cenários, que serão apresentados a seguir:

- Para o sistema no caso base foram identificadas oito barras críticas sob a perspectiva de colapso de tensão que pertencem à primeira área crítica. Estas barras são originalmente do tipo PQ e nelas foram alocadas as fontes de geração eólica. Em seguida, oito barras mais sensíveis à redução de perdas do sistema foram selecionadas para alocação de fontes de geração solar. Estas barras também são originalmente PQ. Finalmente os índices de colapso de tensão foram determinados para este primeiro cenário.
- Enquanto considera a inserção de fontes renováveis, três distintos períodos do dia (manhã, tarde e noite) para o segundo cenário foram considerados para análises destes índices.
- Para analisar estes índices no terceiro cenário, três fatores de carga temporal, ' f_c ', foram considerados: 1,1642 pu, 1,4944 pu e 1,1879 pu, correspondente aos períodos do dia de cada penetração renovável.

6.1.3 Resultados

Os resultados para os três cenários foram obtidos para determinar os impactos da penetração de renováveis nos índices de colapso de tensão.

6.1.3.1 Alocação de Renováveis

Os dois grupos considerados mais apropriados para alocação de renováveis são apresentados pela Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Barras para alocação de renováveis

Barras críticas	41	39	117	33	2	35	3	13
Barras sensíveis a perdas	21	95	52	22	51	20	53	94

6.1.3.2 Curva PV

Os valores de margem de carga para os três cenários foram calculados e mostrados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Margem de carga

Cenário 1		Cenário 2			Cenário 3	
Caso Base	Manhã	Tarde	Noite	Manhã	Tarde	Noite
1,9880 pu	2,0115 pu	2,0023 pu	1,9948 pu	1,6245 pu	1,1333 pu	1,4854 pu

O valor da margem de carga para o Cenário 2 aumenta em relação ao Cenário 1. Como a geração renovável é considerada como carga negativa no fluxo de potência, a quantidade de potência consumida nas barras de alocação é reduzida. Portanto, ao considerar o fator de carga temporal, aumentando a carga, o Cenário 3 tem a margem de carga diminuída nos três períodos.

O comportamento da barra mais crítica do sistema foi acompanhado durante o incremento de carga e de geração, sendo mostrado pela Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Barras críticas durante o método da continuação

Cenários		Barras Críticas	Iterações
Cenário 1	Caso Base	41	1-24
		40	25-39
		112	40-78
Cenário 2	Manhã	10	1-3
		112	4-51
	Tarde	10	1
		112	2-55
	Noite	41	1-20
		40	21-22
		112	23-70
	Manhã	112	1-47
		42	48-49
		53	50-54
Cenário 3	Tarde	1	1-9; 11-18
		112	10; 19-22
		42	23-25
		53	26-28
		1	1-37
	Noite	40	38-46
		41	47-49
		42	50-53
		53	54-55
		53	54-55

Próximo ao ponto de bifurcação, a barra mais crítica é a 112, associada ao maior valor em módulo do vetor tangente, para o primeiro e o segundo cenários. Esta barra é PV e não viola os limites de potência reativa. Enquanto para o terceiro cenário, a barra crítica é a 53, e é do tipo PQ. A curva PV para o terceiro cenário foi ilustrada pela Figura 6.1.

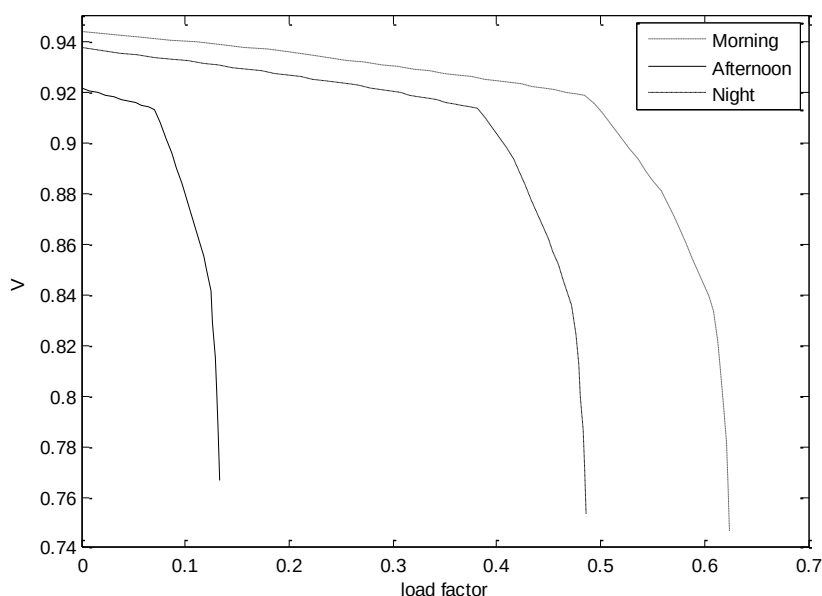


Figura 6.1: Curvas PV – Barras 53 para o Cenário 3

6.1.3.3 Curva QV

A margem de carga reativa foi determinada para as barras críticas identificadas próximo ao ponto de bifurcação sela-nó, e representadas na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Margem de carga reativa

Cenário 1	Caso Base	-1,8844 pu
	Manhã	-1,8855 pu
Cenário 2	Tarde	-1,8845 pu
	Noite	-1,8844 pu
Cenário 3	Manhã	-2,2730 pu
	Tarde	-1,7463 pu
	Noite	-2,1822 pu

Os valores de margem de carga indicam que as barras podem suprir reativo para o sistema. Outro aspecto importante é o deslocamento da curva QV para o período da manhã do Cenário 3 quando submetido a 1,5 de carregamento, como mostra a Figura 6.2. Então, o valor de margem de carga calculado é igual a 1,6400 pu, com diminuição de margem de carga reativa para todas as barras do sistema.

Conforme observado o ponto de operação se localiza no valor nulo de potência reativa, pois esta barra é PQ.

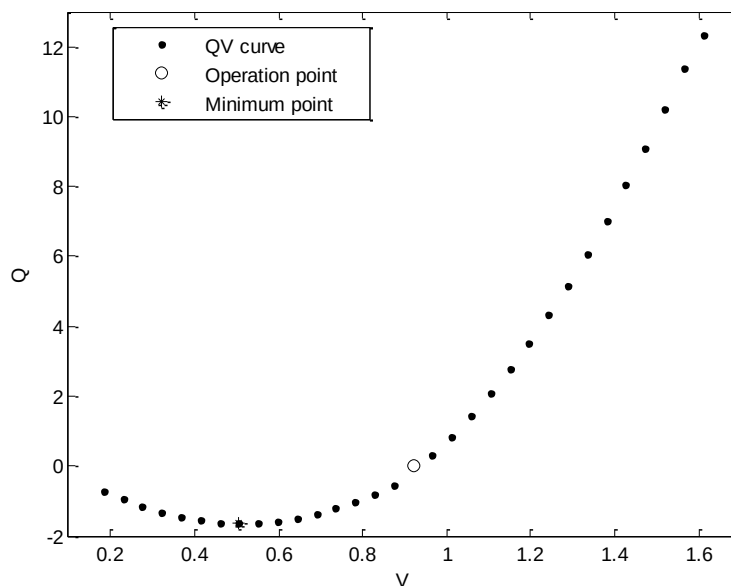


Figura 6.2: Curva QV – Barra 53 – Cenário 3 (manhã)

6.1.4 Conclusões Parciais

Este trabalho apresentou como foco a influência da geração renovável, considerando ou não pontos de uma curva de demanda, em alguns índices de colapso de tensão. Apesar da aplicabilidade destes índices terem sido amplamente abordada na literatura, a consideração das fontes renováveis apresenta aumento da margem segurança de tensão nos pontos analisados, com o aumento das margens de carga ativa e reativa para o sistema.

Os resultados mostram importantes índices para o estudo de estabilidade de tensão ao avaliar as condições referentes à estabilidade durante o funcionamento do sistema elétrico.

7 Redespacho de Potência Reativa para Redução de Perdas Elétricas

Um sistema passa por um processo de instabilidade de tensão quando uma progressiva e incontrolável queda de tensão ocorre após o mesmo ser submetido a uma perturbação, que pode ter sido gerada pelo incremento de carga ou por simples mudança nas condições operativas [4]. Estes níveis que violam os limites de tensão aceitáveis ocorrem principalmente pela incapacidade do sistema de suprir reativos na área em que se localiza a perturbação.

Apesar da instabilidade de tensão ser um problema local, a mesma pode se espalhar pelo sistema e impactá-lo como um todo, dependendo da relação entre a potência reativa transmitida e a possibilidade de injeção [51].

A transferência de potência reativa causa perda de potência ativa, mesmo que não desenvolva trabalho mecânico útil. Portanto, o transporte de reativo por meio das linhas de transmissão deve ser minimizado, principalmente para linhas longas submetidas a carga pesada, para que as perdas sejam reduzidas. Desta forma, diversos estudos estão sendo realizados para soluções de injeção de potência reativa.

Como a perda de energia é inevitável, a redução de perdas no sistema de transmissão além da carga depende da distribuição física e geográfica de suas fontes de potência reativa e das características das linhas de transmissão.

Quando o SEP está operando com as condições adequadas de funcionamento, as perdas de potência ativa podem ser reduzidas por meio de ajustes adequados das fontes geradores de potência reativa. Diante disso, este problema pode ser contornado empregando controle de redespacho de potência reativa em geradores, considerando a posição física dos mesmos uma vez que a potência reativa possui característica local. Então, de acordo com a configuração do sistema e da escolha do gerador a minimização de perdas de potência reativa pode ser ou não alcançada.

Embora um ponto próximo à bifurcação apresente perdas elétricas elevadas e um baixo perfil de tensão, conforme mostrado em [16], ações de controle visando à redução de perdas podem ter reflexos adversos, sendo muitas vezes indesejáveis na margem de carregamento. Desta forma, a redução de perdas em um grande sistema elétrico de potência não afeta significativamente sua margem de carga, no entanto, quando a redução de perdas é efetuada em áreas críticas do sistema o resultado apresentado é mais satisfatório.

As referências [3] e [18] mostram a redução de perdas sendo abordada por compensação *shunt* empregando diferentes técnicas de otimização. Em geral, para tratar do redespacho de potência reativa para minimização de perdas também se utiliza técnicas de otimização, porém em [54] este problema é tratado em uma área crítica de interesse por meio da inserção de uma restrição no fluxo de potência.

Neste trabalho, o redespacho ótimo de potência reativa será utilizado com intuito de reduzir perdas, no qual será aplicado o algoritmo evolutivo do PSO. Para isso os geradores mais apropriados para efetuar o redespacho são determinados por meio da sensibilidade do vetor tangente modificado.

Logo, neste capítulo é apresentado brevemente o conceito das perdas elétricas e da sensibilidade a perdas para identificação das barras mais sensíveis a mesma. Em seguida, é abordada a metodologia empregada para a escolha dos geradores para o redespacho de potência reativa.

A ferramenta pertencente à família de algoritmos evolutivos [18], conhecida como otimização por enxame de partículas também será descrita. Além disso, são apresentadas validações para a utilização do PSO para redução de perdas, porém com a compensação de reativo efetuado pela instalação de capacitores *shunt*.

7.1 Perdas Elétricas

A referência [47] mostra que as perdas totais de potência ativa do sistema são dadas pela soma das perdas em todos os ramos, conforme equação (7.1):

$$P_{system} = \sum_{k=1}^{n_l} V_{ik} V_{jk} G_k [\cos \delta_{(ij)_k} + \cos \delta_{(ji)_k}] - G_k (V_{ik}^2 + V_{jk}^2) \quad (7.1)$$

Onde n_l é o número de linhas de transmissão; V_{ik} e V_{jk} são os níveis de tensão nas extremidades i e j da linha de transmissão k ; G_k é a condutância da linha de transmissão k , e $\delta_{(ij)_k}$ representa o ângulo de fase entre as barras i e j na linha de transmissão k .

Considerando os transformadores com seus tapes nominais, os fluxos de potência ativa nos ramos i - j são dados pelas equações (7.2) e (7.3):

$$P_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - G_{ij} V_i^2 \quad (7.2)$$

$$P_{ji} = V_j V_i (G_{ji} \cos \delta_{ji} + B_{ji} \sin \delta_{ji}) - G_{ji} V_j^2 \quad (7.3)$$

Sendo G_{ij} e G_{ji} a condutância da linha de transmissão k ; B_{ij} e B_{ji} a susceptância da linha de transmissão k .

As perdas de potência ativa nestes ramos são dadas pelas diferenças entre as potências que saem do barramento i e as que chegam ao barramento j . Como as potências que chegam ao barramento j são dadas pelo negativo das potências que saem do barramento j , obtém-se a equação (7.4).

$$\Delta P_{ij} = P_{ij} - (-P_{ji}) = P_{ij} + P_{ji} \quad (7.4)$$

Os valores de ΔP_{ij} são sempre positivos indicando que houve dissipação no ramo. Se a resistência é nula, então a perda também é nula.

Neste capítulo a metodologia de identificação das barras sensíveis a perdas do sistema é abordada.

7.1.1 Sensibilidade a Perdas

De acordo com [16], no estudo de perdas elétricas, o vetor tangente pode auxiliar na identificação da barra cuja instalação de uma compensação *shunt* capacitiva mais reduzirá as perdas globais do sistema, essa é chamada de barra sensível a perdas.

Se a equação (7.4) é derivada em relação ao λ , obtém-se a equação (7.5) que fornece a sensibilidade das perdas do sistema com respeito ao parâmetro do sistema, com alguns elementos descritos nas equações (7.6) e (7.7).

$$\frac{dP_{system}}{d\lambda} = \sum_{k=1}^{n1} \left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda} V_{jk} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda} V_{ik} \right) A + V_{ik} V_{jk} \frac{dA}{d\lambda} - 2G_k \left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda} V_{ik} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda} V_{jk} \right) \quad (7.5)$$

$$A = G_k [\cos \delta_{(ij)_k} + \cos \delta_{(ji)_k}] \quad (7.6)$$

$$\frac{dA}{d\lambda} = G_k \left[2 \sin \delta_{(ji)_k} \left(\frac{d\delta_{(i)_k}}{d\lambda} + \frac{d\delta_{(j)_k}}{d\lambda} \right) \right] \quad (7.7)$$

Uma característica importante sobre a equação (7.5) é que todas as suas derivadas parciais consistem em componentes do VT (3.1), e assim (7.5) torna-se com baixo custo computacional. Com isso, é possível considerar o parâmetro do sistema como um valor pequeno de compensação *shunt* em uma barra, resultando no cálculo do VT sem a necessidade de conhecer um novo ponto de operação. Além disso, como a matriz Jacobiana já é fatorada, tal vetor pode ser calculado para todas as barras PQ, uma por vez, em um baixo esforço computacional. Ao realizar este processo para todas as barras, podem-se identificar as barras candidatas à instalação de compensação *shunt* mais eficazes na redução das perdas do sistema [18].

7.2 Determinação dos Geradores para o Redespacho de Potência Reativa

O método proposto é simples e baseado na sensibilidade do vetor tangente que ao ser modificado, o mesmo indicará quais geradores são mais adequados para o redespacho de potência reativa, pois serão os mais influentes na variação da tensão.

Como já foi abordado anteriormente, o vetor tangente indica a sensibilidade das variáveis de estado com relação a algum parâmetro do sistema, neste caso consiste no redespacho de reativo do gerador.

Para calcular o vetor tangente modificado, a equação (3.1) é modificada de acordo com (7.8):

$$VT_{mod} = [J_{mod}]^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0,1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.8)$$

A matriz J_{mod} é a matriz Jacobiana calculada a partir do fluxo de potência convergido, porém com inserção das equações de potência reativa das barras PV que foram selecionadas para o redespacho. Para isso, a barra PV em análise é considerada do tipo PQ.

O vetor do lado direito da equação (7.8) contém todos os elementos iguais a zero, exceto ao equivalente à equação de potência reativa do gerador em análise. Este valor 0,1 é um valor arbitrário adotado, podendo ser qualquer valor, pois o fator de participação de cada gerador não irá se alterar uma vez que o método de análise do sistema é linearizado.

7.2.1 Algoritmo para Identificação dos Geradores

O algoritmo para determinação dos geradores para o redespacho de potência reativa pode ser resumido a seguir:

- A partir da metodologia de partição de redes com auxílio do vetor tangente apresentada no capítulo 4, as barras PQ mais críticas do sistema são encontradas;
- Para cada barra crítica são selecionados os geradores mais próximos como candidatos ao redespacho;
- Assim, para cada gerador candidato, o vetor tangente modificado é calculado pela equação (7.8);
- Em seguida o vetor tangente dos geradores referentes a cada barra PQ crítica são comparados de forma a identificar qual deles é o mais indicado para a ação de controle para melhorar a tensão naquela barra crítica.

7.3 Otimização

Os problemas de otimização surgem quando há necessidade de minimizar ou maximizar uma função objetivo, que depende de um conjunto de variáveis de decisão enquanto satisfaz restrições impostas na escolha do mesmo. Há vários componentes na tarefa de busca e otimização, como: o espaço de busca, onde todas as possibilidades de solução de um determinado problema são consideradas e a função de avaliação ou de custo, que é uma forma de avaliar os membros do espaço de busca.

Consideram-se dois tipos de soluções para as otimizações: global e local. Enquanto a otimização global busca o melhor ponto dentro da totalidade do espaço da busca, a otimização local procura o melhor ponto dentro de um subespaço específico, como ilustrado pela Figura 7.1.

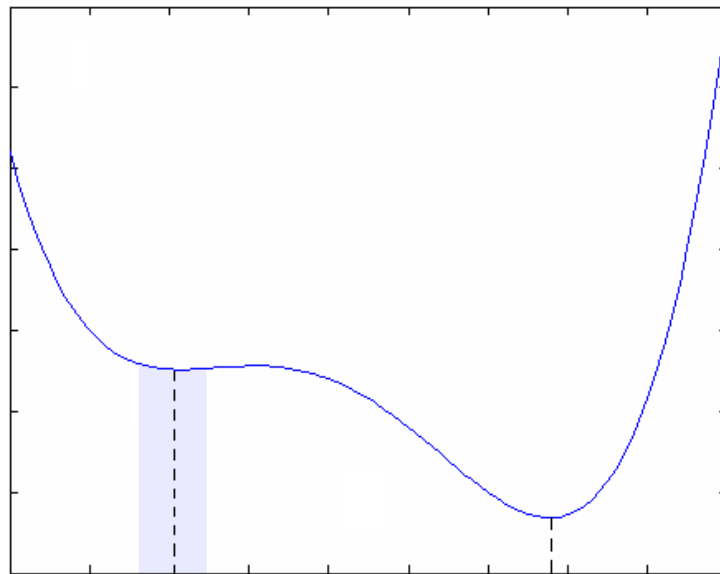


Figura 7.1: Exemplo função $f(x) = x^4 - 12x^3 + 42x^2 - 55x$

As técnicas de otimização utilizadas para tratamento de problemas envolvendo SEP, dependendo do foco do estudo podem considerar algumas simplificações no conjunto de equações, levando a uma formulação linear. Porém, outros problemas que requerem uma formulação mais complexa devem empregar técnicas não lineares para solução de suas equações não lineares.

O problema de redução de perdas é um problema não linear estudado em SEP [16], [18], sendo importante para análise de estabilidade de tensão [47] ou para melhoria das condições operacionais do sistema [3]. Para este trabalho, como mencionado anteriormente, emprega-se o PSO para otimizar o redespacho de potência reativa a fim de reduzir as perdas elétricas.

7.3.1 Otimização por Enxame de Partículas

O PSO foi originalmente baseado na população e proposto por Kennedy e Eberhart em 1995 [55] e [56], sendo inspirado no comportamento sócio biológico do grupo de pássaros. O mecanismo de otimização pode ser modelado por meio da busca por alimento ou pelo ninho e pela interação dos pássaros durante o voo.

A referência [57] afirma que uma teoria sócio cognitiva muito simples está por trás do PSO. Cada indivíduo de uma população possui sua própria experiência sendo capaz de

estimar a qualidade da mesma. Como os indivíduos são sociais, eles também possuem conhecimentos sobre o comportamento dos seus vizinhos. Estes dois tipos de informações correspondem à aprendizagem individual (cognitiva) e à transmissão cultural (social), respectivamente. Portanto, a probabilidade de um determinado indivíduo tomar certa decisão será em função de seu desempenho no passado e do desempenho de alguns de seus vizinhos.

Um algoritmo PSO, para alguns autores, tem algumas características em comum com os Algoritmos Genéticos (GA) e é facilmente implementado, possuindo poucos parâmetros para ajuste. O processo se inicia com uma população inicial aleatória e busca-se uma solução ótima para este problema abordado. O algoritmo PSO diferentemente do GA não possui operadores como *crossover* e *mutação*. As soluções potenciais, chamadas de partículas, se deslocam pelo espaço de estado do problema, seguindo as partículas que possuem os melhores valores de avaliação (*fitness*) no momento [58].

Outra característica interessante consiste no fato que nenhuma informação de gradiente é requerida, permitindo assim a utilização do PSO em funções cujo gradiente é indisponível ou sua obtenção está associada a um alto custo computacional. Além de esta ferramenta ser utilizada em diferentes problemas de otimização, inclui a maioria que podem ser resolvidos por meio de GA.

O problema de controle de potência reativa é resolvido pelo treinamento de redes neurais artificiais com PSO [59]. Já a referência [30] emprega o PSO para determinar a quantidade de compensação *shunt* instalado em cada barra identificada como crítica do sistema.

7.3.1.1 Algoritmo do PSO

Dado um problema, o algoritmo mantém um enxame de partículas de tamanho s , no qual cada partícula, ' i ', representa um candidato potencial para a solução do problema de otimização. Cada partícula encontra-se em uma posição no espaço de busca multidimensional e possuem as seguintes informações [60]:

x_i : posição atual da partícula;

v_i : velocidade atual da partícula;

y_i : melhor posição individual alcançada pela partícula.

A melhor posição individual da partícula i representa a posição do melhor valor obtido para determinada função objetivo. Neste trabalho, a função objetivo consiste na minimização de perdas elétricas, então a posição que obteve o menor valor de perdas é considerada a melhor avaliada. A equação (7.9) fornece y_i , sendo f o símbolo que denota a função objetivo que está sendo minimizada.

$$y_i(t+1) = \begin{cases} y_i(t) & \text{se } f(y_i(t)) \leq f(x_i(t+1)) \\ x_i(t+1) & \text{se } f(y_i(t)) > f(x_i(t+1)) \end{cases} \quad (7.9)$$

Existem dois diferentes tipos de indicadores de avaliação para melhoria da posição em relação ao objetivo almejado, chamados de modelos *gbest* (melhor global) e *lbest* (melhor local). Estes modelos do PSO se diferenciam na forma com a qual determinada partícula interage com seu conjunto de partículas.

No modelo *gbest*, $\hat{y}$ representa a melhor posição que foi encontrada dentre todas as partículas do enxame de tamanho s , ou seja, neste caso a posição na qual a função objetivo apresentou-se com o valor mínimo. A taxa de convergência é mais rápida neste algoritmo, porém é menos robusto. Já o *lbest*, a população é definida em subconjuntos para cada partícula, e $\hat{y}_j$ representa a melhor posição obtida na vizinhança da partícula j para uma população de tamanho s e vizinhança de tamanho l .

Neste trabalho adota-se o modelo *gbest*, cuja melhor posição global é dada por (7.10), sendo, $i \in 1 \dots s$.

$$\hat{y}(t) \in \{y_o(t), y_1(t), \dots, y_s(t) \mid f(\hat{y}(t)) = \min[f(y_o(t)), f(y_1(t)), \dots, f(y_s(t))]\} \quad (7.10)$$

Para que cada partícula circule no espaço de busca sua velocidade é ajustada a cada iteração conforme a equação (7.11):

$$v_{i,k}(t+1) = wv_{i,k}(t) + c_1r_{1,k}(t)[y_{i,k}(t) - x_{i,k}(t)] + c_2r_{2,k}(t)[\hat{y}_k(t) - x_{i,k}(t)] \quad (7.11)$$

- $v_{i,k}$ é a velocidade que atualiza o passo e é especificada separadamente para cada dimensão $k \in 1 \dots n$, de forma que $v_{i,k}$ denota a dimensão k do vetor de velocidade associado com a partícula i .

- r_1 e r_2 são duas sequências aleatórias independentes, $r_1 \sim (0,1)$ e $r_2 \sim (0,1)$, usadas para contribuir com a natureza estocástica do algoritmo.
- c_1 e c_2 são constantes, chamadas de coeficientes de aceleração, e exercem influência no tamanho máximo do passo para uma partícula na mesma iteração, $c_1 > 0$ e $c_2 \leq 2$. Sendo c_1 o coeficiente que regula o passo máximo na direção da melhor posição individual e c_2 regula na direção do $gbest$.

O peso de inércia, ' w ', foi introduzido na equação (7.11) pela referência [61] como uma das modificações no algoritmo PSO original objetivando melhorar sua taxa de convergência. Estes autores mostraram os efeitos dos valores de w na faixa de 0 a 1,4 e também variando em função do tempo. Os resultados obtidos demonstram que escolhendo w entre 0,8 e 1,2 a convergência será mais rápida, porém com o valor superior a 1,2 resulta em divergência.

Em geral, o valor de w é variado linearmente com o passar das iterações de acordo com a equação (7.12), sendo $iter_{máx}$ o número máximo de iterações, $iter$ cada iteração, $w_{máx}$ peso de inércia máximo, $w_{mín}$ peso de inércia mínimo.

$$w = w_{máx} - \frac{w_{máx} - w_{mín}}{iter_{máx}} \cdot iter \quad (7.12)$$

Segundo [30] a equação da atualização da velocidade do PSO consiste em dois componentes: o primeiro termo é associado apenas com a cognição, no qual se leva em consideração apenas as experiências da própria partícula. Já o segundo representa a interação social entre as partículas.

Para limitar a velocidade de uma partícula fazendo o sistema não extrapolar o espaço de busca, limites para velocidade são impostos, ' $v_{máx}$ ', para seus valores em cada dimensão:

$$v_i = \begin{cases} v_{máx}, & v_i > v_{máx} \\ -v_{máx}, & v_i < -v_{máx} \end{cases}$$

Se o espaço de busca é definido pelo intervalo $[-x_{máx}, x_{máx}]$, então o valor $v_{máx}$ [62] é calculado pela equação (7.13):

$$v_{máx} = kx_{máx} \quad (7.13)$$

Onde $0,1 < k \leq 1,0$.

Uma vez que a velocidade da partícula é calculada, a posição x_i da partícula i na próxima iteração é estabelecida como uma influência aditiva da posição antiga e da velocidade calculada, sendo expressa por (7.14):

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad (7.14)$$

A ação da atualização da posição para cada partícula pode ser entendida como o movimento de um pássaro no espaço, que é influenciado pela própria memória (melhor posição pessoal), e pelo pássaro que está mais bem posicionado (melhor posição global). O algoritmo segue a heurística que a melhor resposta sempre se encontra próxima à melhor posição global encontrada por uma partícula, por isso todas as outras tendem a procurar a melhor solução próxima ao *gbest*.

O pseudocódigo do PSO é apresentado a seguir, e ilustrado pela Figura 7.2.

- 1) Determine o número de partículas s da população.
- 2) Inicialize aleatoriamente a posição inicial, x_i , de s e atribua à mesma velocidade inicial, $v(0)$, para cada partícula i .
- 3) Na primeira iteração, x_i de cada partícula é também suas melhores posições, y_i .
- 4) Para cada partícula i em s :
 - a) Calcule a função objetivo, f ;
 - b) Calcule melhor posição da partícula até o momento, y_i .
- 5) Determine a partícula com a melhor aptidão de toda a população, $\hat{y}$, por meio da verificação do valor da função objetivo quando a posição de cada partícula é considerada.
- 6) Para cada partícula i em s :
 - a) Atualize a velocidade pela equação (7.11);
 - b) Atualize a posição pela equação (7.14).
- 7) Se a condição de término não for alcançada, retorne ao passo 4).

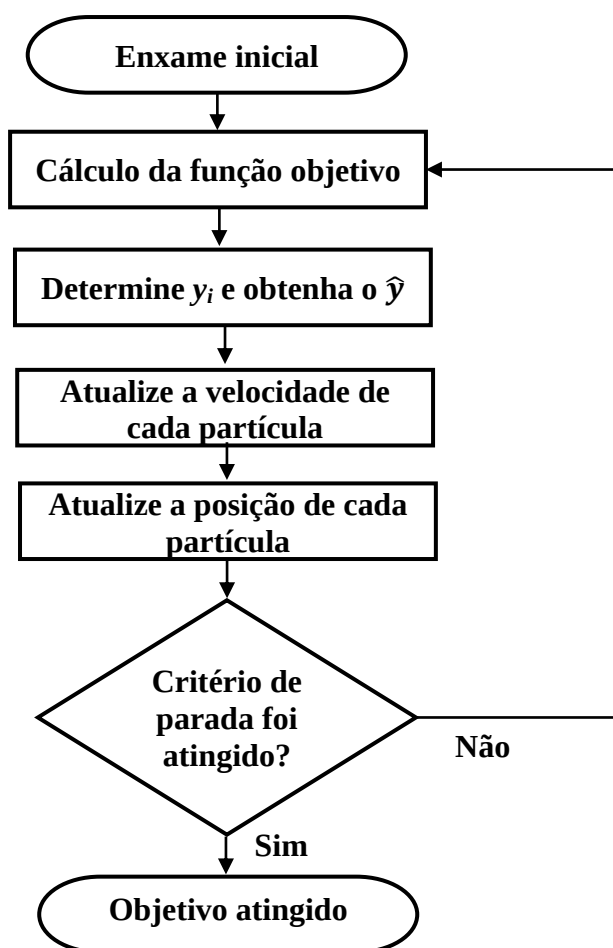


Figura 7.2: Fluxograma do PSO

7.4 Metodologia de Redução de Perdas

Os geradores mais propícios para efetuarem o redespacho de potência reativa são identificados pelo vetor tangente modificado, conforme descrito anteriormente. Para os geradores selecionados o controle do redespacho é realizado aplicando a técnica do PSO com intuito de redução das perdas do sistema.

A seguir, um fluxograma é apresentado resumindo a metodologia aplicada para redução de perdas na Figura 7.3.

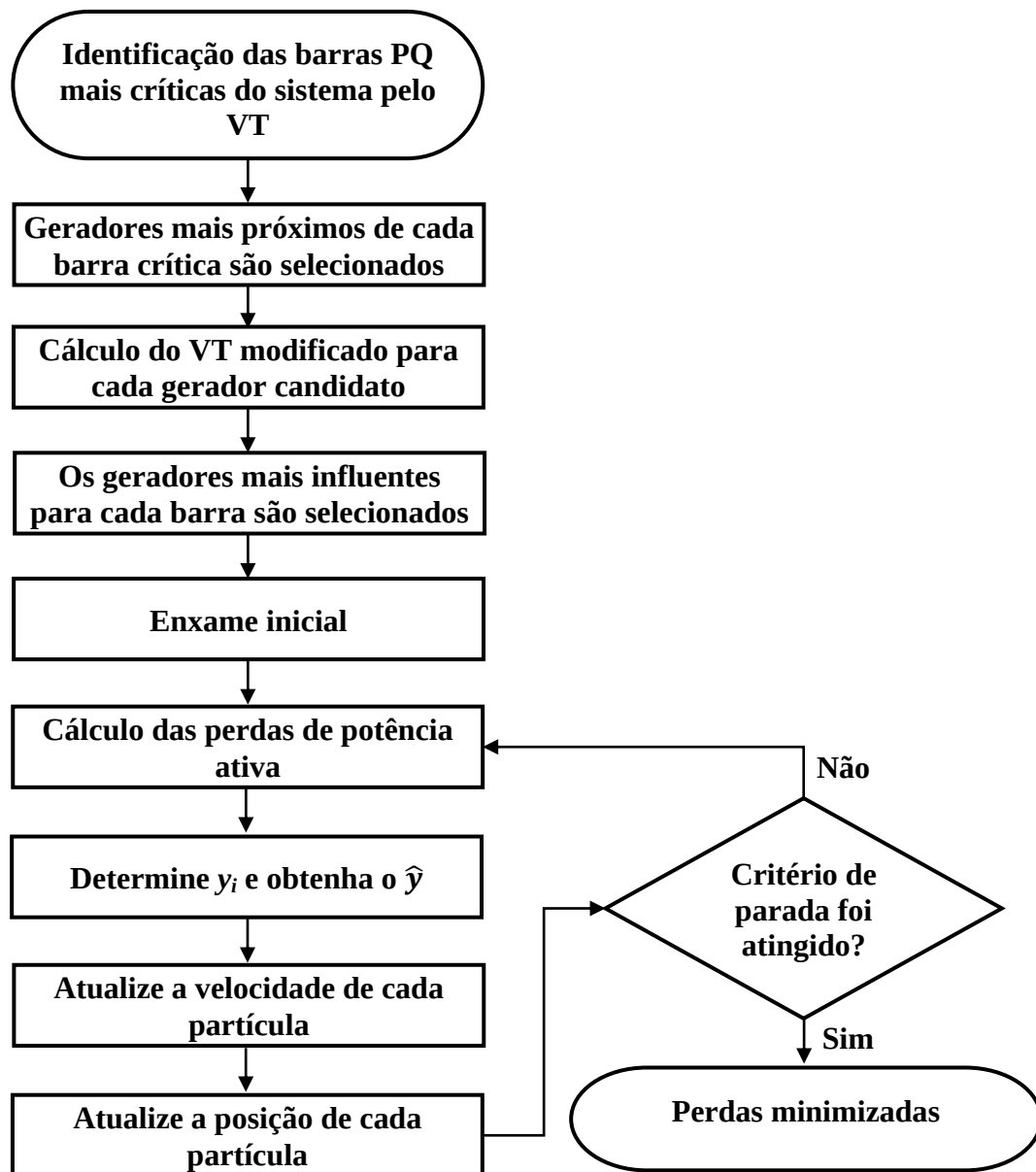


Figura 7.3: Fluxograma minimização de perdas

7.5 Aplicação do PSO

Para demonstrar aplicações do PSO para minimização de perdas, dois estudos de caso serão apresentados. Porém, nestes estudos a redução de perdas é realizada por meio da instalação de compensação *shunt* nas barras mais críticas e sensíveis a perdas do sistema, diferente da abordagem adotada neste trabalho.

7.5.1 Proposta de Estudo I

Como a compensação de potência reativa em uma área particular de aplicação é mais bem alcançada a partir da seleção de um grupo de barras a serem consideradas pelo PSO. Este estudo emprega o PSO para determinar o montante de compensação *shunt* instalado em cada barra selecionada com intuito de reduzir as perdas do sistema. Esta metodologia proposta é avaliada empregando um sistema teste IEEE 30 barras.

Os estudos foram desenvolvidos da seguinte maneira, sendo adotados dois pontos de operação: caso base e caso carregado.

- 1) Barras críticas sob o ponto de vista do colapso de tensão e barras sensíveis a perdas são identificadas com auxílio do vetor tangente;
- 2) Barras sujeitas ao monopólio de potência reativa utilizando *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI);
- 3) Margem de carga, perdas do sistema e HHI são calculadas para o caso base;
- 4) Utilizando o PSO, três funções objetivo são analisadas: minimização de perdas e HHI, maximização de margem por meio da compensação de potência reativa. Os efeitos nas perdas do sistema, HHI e margem de carga são calculados para cada função objetivo.
- 5) Após o processo de otimização, valores de perdas do sistema, HHI e margem de carga são calculados novamente;
- 6) Uma avaliação econômica é realizada por meio do benefício de compensação *shunt* instalada. Isso é possível devido aos limites superior e inferior estabelecidos de compensação reativa. Assim, as diferentes metodologias consideradas podem ser comparadas.

Para um melhor entendimento dos resultados será apresentado também uma breve discussão sobre o conceito do HHI, que foi utilizado nesta proposta de estudo.

7.5.1.1 Publicação

Este capítulo gerou a seguinte publicação:

COSTA, V. N.; MONTEIRO, M. R.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Particle Swarm Optimization Applied to Reactive Power Compensation. In: 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2016, Belo Horizonte.

7.5.1.2 Herfindahl-Hirschman Index

O HHI é definido como (7.15):

$$HHI = \sum_{i=1}^N s_i^2 \quad (7.15)$$

Onde N é o número de participantes no mercado e s_i é a porcentagem de participação de mercado de cada participante. Uma observação absoluta deste valor pode não ter significado. Por outro lado, monitorar o índice de cada barra e avaliar como o mesmo varia de acordo com diferentes condições operacionais pode ser uma boa ideia.

Como o problema estudado aqui se refere ao monopólio de potência reativa, a natureza da mesma desempenha uma função. Neste sentido, um gerador pode contribuir para o controle de tensão em um barramento (como calculado por s_i) de acordo com a potência reativa disponível, a sensibilidade do nível de tensão no barramento controlado e a potência reativa no gerador. Neste sentido, uma análise de sensibilidade é realizada por meio da matriz Jacobiana completa, obtida quando as equações de potência reativa de todos os geradores são consideradas. Isso é equivalente a transformar todas as barras PV em PQ, tornando a barra *Swing* responsável pela absorção de pequenos desequilíbrios de potência reativa.

Assim, considera-se o Jacobiano com as equações de potência ativa e reativa para todas as barras, exceto para *Swing*. Quanto à potência reativa disponível, este estudo emprega a abordagem proposta em [63]. Nesta referência, considera-se a margem de potência reativa real ($Q^{margem} = Q^{m\acute{a}x} - Q^{atual}$). Isso piora o cenário de controle de tensão, mas é uma abordagem realista, em contraste com a abordagem original, que considerou a diferença entre os valores máximo e mínimo de geração ($Q^{margem} = Q^{m\acute{a}x} - Q^{min}$).

Se o HHI for definido com base em toda a faixa (*range*) disponível para cada gerador, as alterações em todas as tensões devidas a injeções no gerador m são obtidas a partir de (7.16):

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = (J^{-1}e_i^Q)Q_i^{range} \quad (7.16)$$

Onde Q^{range} é a faixa de potência reativa real no gerador m , e e_i^Q é um vetor zeros, exceto para um não-zero na posição correspondente ao local de injeção i . Depois de avaliar ΔV_i para todos os participantes i em relação aos geradores m , s_i é calculado a partir de (7.17):

$$s_i = 100 \frac{\Delta V_i}{\sum_{k=1}^{n_g} \Delta V_i} \quad (7.17)$$

À medida que o número de geradores aumenta o valor de HHI é reduzido.

7.5.1.3 Resultados

As seguintes nomenclaturas são utilizadas:

- Barras críticas – *ACRIT*;
- Barras sensíveis à redução de perdas – *ALOSS*;
- Barras com alto HHI – *AHHI*.

A Tabela 7.1 a Tabela 7.3 mostram os resultados para os grupos de barras identificados. Uma interseção entre os grupos de barras encontrados é observada e as barras são apresentadas em ordem de sensibilidade, como indicado pela Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Identificação para o sistema IEEE 30 barras

<i>ACRIT - k=1</i>	30	29	19	26
<i>ALOSS - k=1</i>	26	24	30	25
<i>AHHI - k=1</i>	7	27	29	30
<i>ACRIT - k=1,4</i>	30	29	19	26
<i>ALOSS - k=1,4</i>	26	30	24	29

Tabela 7.2: Condições iniciais para o sistema IEEE 30 barras – $k=1$

Função objetivo	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS			MINIMIZAÇÃO DE HHI			MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM		
Barras em análise	ACRIT	ALOSS	AHHI	ACRIT	ALOSS	AHHI	ACRIT	ALOSS	AHHI
Perda inicial (pu)	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179	0,179
HHI inicial	5029	5029	5029	5029	5029	5029	5029	5029	5029
Margem de carga inicial (pu)	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316
Peso de inércia	0,9 a 0,1	0,9 a 0,1	0,9 a 0,1	0,05 a 0,01	0,05 a 0,01	0,05 a 0,01	0,05 a 0,01	0,05 a 0,01	0,05 a 0,01

Tabela 7.3: Resultados para o sistema IEEE 30 barras – $k=1$

Função objetivo	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS			MINIMIZAÇÃO DE HHI			MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM		
Barras em análise	ACRIT	ALOSS	AHHI	ACRIT	ALOSS	AHHI	ACRIT	ALOSS	AHHI
Redução Perdas (pu)	1,68%	2,23%	1,12%	1,12%	1,12%	0,56%	0,56%	1,12%	0,56%
Redução HHI	62,6%	61,8%	61,9%	63,3%	63,7%	63,4%	62,4%	62,8%	61,5%
Aumento Margem de Carga (pu)	68,5%	6,69%	-3,95%	4,79%	6,31%	10,3%	12,2%	11,8%	12,1%
Total shunt (pu)	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316	1,316
Benefício de Instalação	0,021	0,143	0,084	0,015	0,041	0,031	0,068	0,018	0,021
Iterações	20	20	20	20	20	20	7	3	19

Note que a *ACRIT* e *ALOSS* são grupos de barras mais efetivos não somente para aumento de margem de carga, mas também para redução de HHI. Para o caso carregado, os resultados são apresentados pelas Tabela 7.4 e Tabela 7.5, considerando um fator de aumento de carga/geração igual 1,4 pu. Assim, o benefício de instalação para a função objetivo maximização de margem torna-se dominante.

Tabela 7.4: Condições iniciais para o sistema IEEE 30 barras – $k=1,4$

Função objetivo	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS		MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM	
	<i>ACRIT</i>	<i>ALOSS</i>	<i>ACRIT</i>	<i>ALOSS</i>
Barras em análise				
Perda inicial (pu)	0,4761	0,4761	0,4761	0,4761
Margem de carga inicial (pu)	1,1131	1,1131	1,1131	1,1131
Peso de inércia	0,9 a 0,1	0,9 a 0,1	0,9 a 0,1	0,9 a 0,1

Tabela 7.5: Resultados para o sistema IEEE 30 barras – $k=1,4$

Função objetivo	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS		MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM	
	<i>ACRIT</i>	<i>ALOSS</i>	<i>ACRIT</i>	<i>ALOSS</i>
Barras em análise				
Redução Perdas (pu)	17,23%	17,39%	8,86%	8,67%
Aumento Margem de Carga (pu)	16,80%	15,61%	32,47%	34,93%
Total shunt (pu)	0,704	0,688	0,156	0,156
Benefício de Instalação	0,2657	0,25384	2,33729	2,49190
Iterações	30	30	11	6

7.5.1.4 Conclusões Parciais

Este estudo apresentou uma metodologia para compensação de potência reativa utilizando o PSO. De fato, uma abordagem híbrida é proposta, uma vez que algumas técnicas de sensibilidade são empregadas para ajudar o algoritmo evolutivo. Neste sentido, a convergência é auxiliada pelo fornecimento de três conjuntos de barras, associados ao colapso de tensão, redução de perdas e monopólio de potência reativa. O valor da compensação da potência reativa é calculado pelo programa de otimização.

Os resultados obtidos mostram que uma política eficaz de potência reativa pode ser proposta se diferentes informações forem combinadas. Neste sentido, não há uma conclusão direta sobre o melhor conjunto de barras a serem considerados para compensação. Ao invés disso, cada sistema de potência pode ter resultados diferentes dependendo do seu

carregamento, de modo que todos os grupos de barras devem ser considerados para compensação.

A literatura já explorou a correlação entre as áreas do sistema. Este estudo, no entanto, propõe uma abordagem inovadora que considera simultaneamente diferentes aspectos de um ponto de operação, empregando o PSO. Assim, o problema de controle de tensão e compensação de potência reativa é focada sob uma abordagem de otimização que busca a melhor solução global. Isso é mais bem alcançado pelo algoritmo evolutivo devido ao auxílio do vetor tangente. As informações de sensibilidade fornecidas pelo vetor ajudam o PSO a encontrar a solução varrendo as áreas críticas mais adequadas para melhorar o perfil de tensão do sistema.

7.5.2 Proposta de Estudo II

Este estudo também apresenta como foco a determinação do montante e localização de potência reativa em SEP, utilizando o PSO e o vetor tangente, respectivamente. Os testes foram realizados com auxílio dos sistemas IEEE 118 e 300 barras. O desenvolvimento deste estudo pode ser dividido da seguinte maneira:

- 1) A identificação das áreas, críticas e áreas sensíveis a perdas, é realizada com auxílio do vetor tangente para os sistemas carregados. Foram consideradas três áreas críticas para ambos os sistemas.
- 2) Utilizando o método da continuação, as margens de carga inicial para cada sistema foram encontradas. Os valores iniciais das perdas sistêmicas e locais (cada área) também foram determinados.
- 3) Empregando o algoritmo PSO para cada uma das áreas separadamente, foi obtido o montante adequado de compensação de potência reativa atendendo as três funções objetivo: minimização de perdas sistêmicas, minimização de perdas nas áreas e maximização de margem. Para isso, foram utilizadas oito barras de controle para o 118 barras e dez barras de controle para o 300 barras. Para determinar o montante total de compensação *shunt* ideal para cada caso, obtiveram-se valores ótimos por meio do PSO para cada área em específico. Posteriormente, foi feita uma restrição, considerando limites para a soma *shunt* para todos os casos, facilitando a comparação entre as diferentes áreas.

- 4) Após a instalação dos capacitores *shunt*, determinaram-se os valores da margem de carga e das perdas sistêmicas para cada caso.
- 5) As três funções objetivo foram executadas e seus resultados comparados entre as áreas determinadas. Para isso, foi avaliado o aumento de margem de carga, a redução de perdas sistêmicas e o benefício de instalação.

7.5.2.1 Resultados

Os limites de potência reativa superiores e inferiores são considerados e o valor do montante total de *shunt* para cada sistema é limitado. Para a partição de redes utilizou-se um parâmetro k igual a 0,57. E as seguintes considerações são adotadas para o algoritmo do PSO:

- Número de partículas: 15;
- Velocidade inicial das partículas: 0;
- Constantes c_1 , c_2 , r_1 e r_2 iguais a 1;
- O peso de inércia começa em 1,4 e decresce linearmente até alcançar o limite de 0,8. Conforme as iterações, as partículas estão mais próximas da solução ideal, sendo conveniente diminuir o w , o que significa diminuir os acréscimos nas suas posições.

As seguintes nomenclaturas foram adotadas:

- *Acrítica_1*, *Acrítica_2*, *Acrítica_3*: são barras pertencentes às áreas críticas 1, 2 e 3 ao colapso de tensão, respectivamente. Sendo que as barras mais críticas do sistema se encontram na área 1;
- *Aperdas_1* e *Aperdas_2*: são constituídas por barras de carga e barras de geração que violaram o limite de potência reativa, formando as áreas sensíveis a perdas 1 e 2;
- *Bperdas*: são as barras mais sensíveis a perdas do sistema, tornando-se candidatas a compensação de potência reativa;
- *FO*: função objetivo;
- *BI*: benefício de instalação;
- *fc*: fator de carregamento.

7.5.2.1.1 Formação das Áreas

O APÊNDICE A possui as áreas críticas e sensíveis a perdas para o teste com o sistema IEEE 118 barras. Observa-se que este sistema possui duas áreas sensíveis a perdas bem definidas e sem interligação entre si. Verifica-se que a *Aperdas_1* sobrepõem as áreas *Acrítica_1* e *Acrítica_2*. Já a maior parte da *Aperdas_2* situa-se na *Acrítica_3*. A Tabela 7.6 mostra as barras candidatas a instalação de compensação *shunt* para $fc = 1,7$.

Tabela 7.6: Barras candidatas a compensação – 118

<i>Acrítica_1</i>	41, 39, 117, 33, 2, 13, 3, 14
<i>Acrítica_2</i>	53, 52, 58, 57, 51, 50, 48, 47
<i>Acrítica_3</i>	109, 108, 106, 95, 96, 82, 98, 94
<i>Aperdas_1</i>	35, 43, 37, 33, 21, 38, 20, 44
<i>Aperdas_2</i>	118, 75, 95, 106, 84, 83, 82, 94
<i>Bperdas</i>	35, 118, 43, 37, 33, 21, 38, 20

As barras candidatas a compensação escolhidas para todas as áreas são somente barras PQ originais. Percebe-se que sete barras da *Bperdas* estão na *Aperdas_1* e uma na *Aperdas_2*. Também, pode ser visto que todas as barras *Bperdas* encontram-se na *Acrítica_1*.

No APÊNDICE B encontram-se as áreas críticas e sensíveis a perdas formadas para o sistema IEEE 300 barras. As barras sensíveis a perdas formam uma única área para este sistema. A Tabela 7.7 mostra as barras candidatas a instalação de *shunt* para $fc = 0,8$.

Tabela 7.7: Barras candidatas a compensação – 300

<i>Acrítica_1</i>	528, 70, 71, 204, 201, 531, 609, 205, 112, 114
<i>Acrítica_2</i>	526, 123, 1201, 122, 115, 126, 116, 160, 121, 173
<i>Acrítica_3</i>	9033, 9031, 9038, 9032, 9035, 9036, 9037, 9042, 9043, 9041
<i>Bperdas</i>	154, 9033, 9031, 9042, 9038, 9032, 9035, 9041, 9037, 9043

As barras candidatas *Bperdas*, não se encontram na *Acrítica_1*, não havendo sobreposição de barras de interesse entre estas áreas. Isso já era o esperado, pois para sistemas

com dimensão maior, estas barras não coincidem, possibilitando uma melhor comparação entre as mesmas.

7.5.2.1.2 Resultados Sistema IEEE 118 Barras

A Tabela 7.8 mostra os valores iniciais de perdas elétricas do sistema IEEE 118 barras e o valor da sua margem de carga. Os resultados das simulações para este sistema encontram-se nas Tabela 7.9 e Tabela 7.11.

Tabela 7.8: Dados iniciais – 118

Perda de potência ativa sistêmica inicial (pu)	5,059860
Margem de carga inicial (pu)	1,188156

Tabela 7.9: Minimização de perdas sistêmicas – 118

FO	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS SISTÊMICAS					
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas_1</i>	<i>Aperdas_2</i>	<i>Bperdas</i>
Red. perdas sistêmicas	0,087087	-0,016721	0,093372	0,179250	0,150451	0,221111
Aumento da Margem (pu)	0,014709	0,039505	0,001184	0,029631	0,003396	0,024891
Total de shunt (pu)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BI	0,003677	0,009876	0,000296	0,007408	0,000849	0,006222

Tabela 7.10: Minimização de perdas nas áreas – 118

FO	MINIMIZAÇÃO DE PERDAS NAS ÁREAS				
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas_1</i>	<i>Aperdas_2</i>
Red. perdas sistêmicas (pu)	0,081690	-0,014815	0,092529	0,174459	0,149244
Aumento margem (pu)	0,015171	0,039304	0,001168	0,027633	0,001916
Tot. shunt (pu)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BI	0,003793	0,009826	0,000292	0,006908	0,000479

Tabela 7.11: Maximização de margem – 118

FO	MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM DE CARGA					
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas_1</i>	<i>Aperdas_2</i>	<i>Bperdas</i>
Red. Perdas sistêmicas (pu)	0,042029	-0,035237	0,078740	0,101255	0,131017	0,133625
Aumento margem (pu)	0,020038	0,040423	0,003646	0,036394	0,004056	0,027968
Tot. shunt (pu)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
BI	0,005010	0,010106	0,000911	0,009099	0,001014	0,006992

A Figura 7.4 ilustra o comportamento das perdas com o passar das iterações para compensação nas *Bperdas* considerando minimização de perdas sistêmicas para o IEEE 118 barras. Também para a mesma área, a Figura 7.5 representa a curva PV, mostrando o novo ponto de colapso após a compensação.

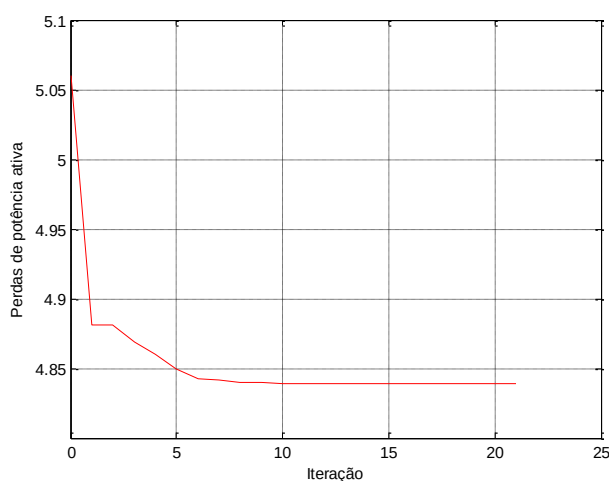


Figura 7.4: Comportamento das perdas de potência ativa pelas iterações

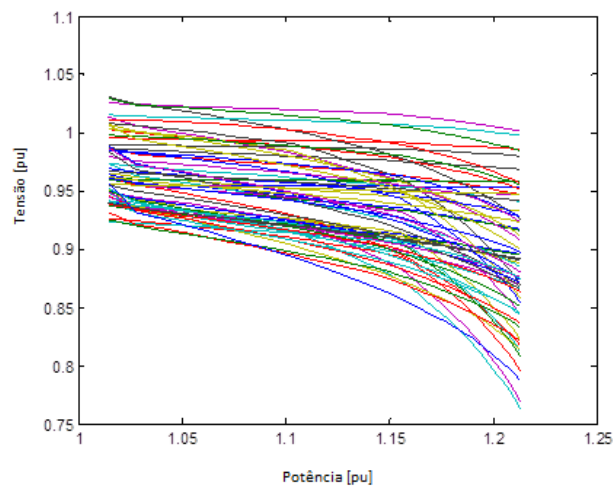


Figura 7.5: Margem de carga – 118 barras

7.5.2.1.3 Resultados Sistema IEEE 300 Barras

A Tabela 7.12 mostra os valores iniciais de perdas e margem de carga do sistema IEEE 300 barras. Os resultados das simulações para este sistema encontram-se nas Tabela

7.13 a Tabela 7.15, que apresentam os valores da redução de perdas sistêmicas, aumento de margem de carga, total de *shunt* instalado e o benefício de instalação.

Tabela 7.12: Dados iniciais – 300

Perda de potência ativa sistêmica inicial (pu)	2,544940
Margem de carga inicial (pu)	1,223725

Tabela 7.13: Minimização de perdas sistêmicas – 300

FO		MINIMIZAÇÃO PERDAS SISTÊMICAS							
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>	
Red. perdas sistêmicas (pu)	0,001888	0,000355	0,000527	0,000329	0,00485	0,00205	-0,089244	-2,61695	
Aum. margem (pu)	0,000174	0,000215	0,000739	0,000728	0,00253	0,00090	0,000272	-0,00087	
Tot. <i>shunt</i> (pu)	0,12	0,12	0,12	0,12	1,1	1,1	1,1	1,1	
BI	0,001447	0,001790	0,006155	0,006066	0,00230	0,00082	0,000247	-0,00079	

Tabela 7.14: Minimização de perdas nas áreas – 300

FO		MINIMIZAÇÃO PERDAS NAS ÁREAS							
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>	
Red. perdas sistêmicas (pu)	0,001894	0,000352	0,000524	0,000326	0,004749	0,002113	-0,089246	-0,072016	
Aum. margem (pu)	0,000173	0,000214	0,000739	0,000728	0,002578	0,000804	0,000272	-0,000871	
Tot. <i>shunt</i> (pu)	0,12	0,12	0,12	0,12	1,1	1,1	1,1	1,1	
BI	0,001444	0,001787	0,006155	0,006066	0,002343	0,000731	0,000247	-0,000792	

Tabela 7.15: Maximização de margem – 300

FO		MAXIMIZAÇÃO DE MARGEM DE CARGA						
Áreas	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>	<i>Acrítica_1</i>	<i>Acrítica_2</i>	<i>Acrítica_3</i>	<i>Aperdas</i>
Red. Perdas sistêmicas (pu)	0,001166	-0,000181	-0,015572	-0,012419	0,000283	-0,006555	-0,183423	-0,141795
Aum. margem (pu)	0,004005	0,011983	0,001032	0,001649	0,002804	0,041647	0,001127	0,003075
Tot. <i>shunt</i> (pu)	0,12	0,12	0,12	0,12	1,1	1,1	1,1	1,1
BI	0,033374	0,099861	0,008599	0,013740	0,002549	0,037861	0,001025	0,002795

7.5.2.1.4 Análises

Como este estudo possui o foco ações de controle em áreas distintas, um menor índice de sobreposição entre as áreas é desejado. Por isso, considerou-se um valor de $fc = 1,7$ para o sistema IEEE 118 barras, que ainda manteve um nível de sobreposição considerável. Para o sistema IEEE 300 barras, que já é um sistema bem carregado no caso base, e devido à robustez computacional, um valor de $fc = 0,8$ foi adotado. Quanto mais o valor de fc diminui, mais o sistema de 300 barras se aproxima de um sistema menor, aumentando a sobreposição entre as áreas, como no caso de 118 barras.

Para o sistema IEEE 118 barras, a *Bperdas* apresentou maior redução de perdas sistêmicas, seguido da *Aperdas_1* e *Aperdas_2*, conforme o esperado. Os resultados similares de benefício de instalação para este sistema são explicados devido à sobreposição das áreas. Como as barras mais sensíveis a perdas se encontram na *Acrítica_1*, os resultados da compensação na primeira foram tão bons e até melhores quanto na *Acrítica_1*.

Quando se estabeleceu limites para a soma *shunt*, para as áreas em que o valor ótimo da soma de *shunt* foi um valor menor do que o padrão estabelecido houve acréscimos de perdas. Para o sistema 118 barras isso aconteceu para a *Acrítica_2*. Para avaliar melhor esta questão, dois tipos de simulações foram considerados para o sistema 300 barras, com total de *shunt* instalado nas barras candidatas igual a 0,12 e 1,1, respectivamente. Estes valores foram escolhidos com intuito de atingir o foco principal deste estudo, que consiste na redução de perdas.

Para soma *shunt* de 0,12, todas as áreas diminuíram as perdas e aumentaram a margem de carga. Para soma *shunt* de 1,1, as perdas aumentaram para a *Acrítica_3* e *Bperdas*, pois o total de *shunt* padrão estabelecido foi maior que o ótimo fornecido pelo PSO para ambas. Além disso, as *Bperdas* situam-se na *Acrítica_3*. Estes aumentos das perdas podem ser vistos pela representação da curva PV, por exemplo, da *Aperdas_1* como mostra a Fig. 5. Sendo possível verificar que duas barras estão na parte instável desta curva.

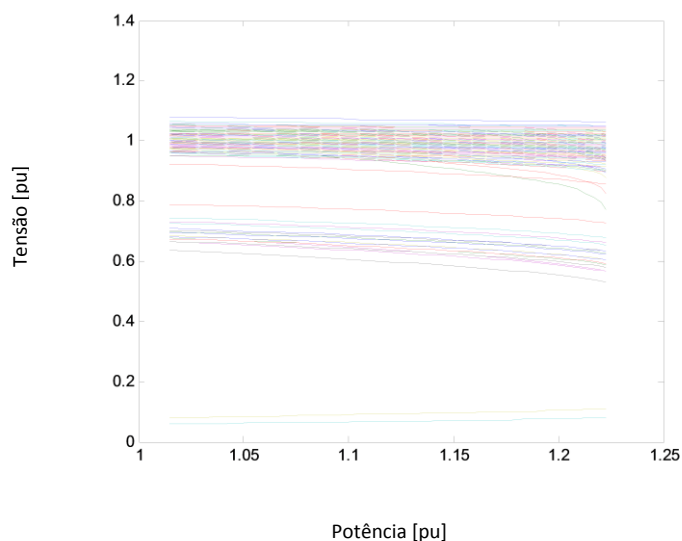


Figura 7.6: FO – Minimização de perdas nas áreas

O sistema apresentou os melhores resultados para a *Acrítica_1*, seguidos dos resultados da *Acrítica_2*, respectivamente, quando se considerou a soma total de *shunt* igual a 1,1. Os resultados na *Acrítica_1* e *Acrítica_2* para soma de *shunt* igual a 0,12 não foram os melhores comparados com as outras duas áreas. Isso porque o valor padrão de soma de *shunt* estabelecido é pequeno, mostrando que estas áreas possuem grande potencial para instalação de montantes superiores. Para este sistema a área crítica se mostrou a mais indicada para o tipo de controle adotado.

Os resultados com a função objetivo maximização de margem tiveram como finalidade confirmar os resultados de minimização de perdas. São computacionalmente mais robustos, devido ao cálculo da margem de carga ser realizado para cada partícula a cada iteração. No caso, esta função objetivo para o sistema de 300 barras, a área crítica se mostrou também a mais indicada, pois ao mesmo tempo em que aumentou a margem de carga, diminuiu as perdas sistêmicas.

Outros pontos importantes referentes aos resultados podem ser pontuados como seguem:

- O ganho obtido, mesmo para o sistema de 300 barras, é bastante pequeno em comparação com o montante de compensação de potência reativa.
- Sistemas com sobreposição de áreas devem ser analisados com cuidado, posto que as ações de controle podem ter resultados equivalentes, ou mesmo conflitantes.
- Em função do exposto acima, uma extensão deste estudo reside na consideração de outras ações de controle, sobretudo para o sistema de 300 barras. Estas ações podem ser tais como controle secundário de tensão, redespacho de potência reativa ou mesmo reforços no sistema, pois o sistema se encontra em uma situação de saturação.

7.5.2.2 Conclusões Parciais

Este estudo propôs uma abordagem utilizando otimização da quantidade de *shunt* instalado para redução de perdas e aumento da margem de carga. O problema de controle de tensão e compensação de potência reativa é focado sob uma abordagem de otimização que busca a melhor solução global. Isso é mais bem alcançado com auxílio do vetor tangente. As informações de sensibilidades fornecidas por este vetor ajudam o PSO a encontrar a solução, pois as regiões mais adequadas são fornecidas antes de ocorrer a otimização. Foram utilizadas três funções objetivo, minimização de perdas sistêmicas, minimização de perdas na área e maximização da margem de carga.

Na literatura já foi proposto à instalação de capacitores *shunt* para compensação de potência reativa, utilizando barras de interesse propícias à redução de perdas e aumento da margem de carga. Neste trabalho, no entanto é realizada uma comparação dos efeitos da compensação nas barras críticas em cada área e no sistema sob o ponto de vista do colapso de tensão, com as barras mais susceptíveis a redução de perdas.

A dimensão e o carregamento do sistema são cruciais para se obter as barras mais sensíveis a perdas isoladas da área crítica. Os resultados obtidos pelos sistemas IEEE 118 e 300 barras já eram esperados, devido à dimensão do sistema e a robustez do sistema computacional, respectivamente.

Para estudos futuros, pode-se analisar a curva QV, que traz informações importantes sobre o estado de funcionamento do sistema, identificando as influências sobre a margem de carga do sistema. Assim, pode ser possível mostrar se as barras escolhidas como candidatas as ações de controle para redução de perdas estão do lado estável da curva. Assim complementando a análise feita pela curva PV.

8 Função Energia Aplicada ao Sistema Elétrico de Potência

Uma maneira para analisar sistemas não lineares é a utilização de métodos diretos [22], que avaliam o comportamento do sistema, sem a necessidade de resolver um conjunto de equações algébrico-diferenciais no domínio do tempo [23]. Para análise de estabilidade angular transitória foram empregados inicialmente os métodos diretos baseados na função energia [64]-[67]. A estabilidade é determinada usando funções Lyapunov definidas no espaço de estado. Assim além de estudar a estabilidade dos pontos de equilíbrio, o método fornece um caminho para estimar a região estável.

A partir da determinação de um ponto de equilíbrio estável, os métodos diretos indicam se o ponto inicial da trajetória pós-falta encontra-se no interior da área de atração deste ponto de equilíbrio adotado. Se isso ocorrer, será garantido que a trajetória pós-falta irá convergir para este ponto, caso contrário, será instável. Então é possível afirmar que o sistema irá eventualmente convergir para o seu ponto de equilíbrio pós-falta sem a integração numérica da trajetória pós-falta [68]. Para que se tenha estabilidade, a energia máxima do sistema no momento de eliminação da falta deverá ser igual ou inferior à energia do sistema na condição pós-falta em um ponto considerado crítico. Assim é possível determinar o tempo crítico de atuação da proteção para eliminação de uma perturbação no qual o sistema se mantém estável.

O emprego do método de função energia para a análise de estabilidade de tensão é algo recente [24]-[69], tendo como base a medida de diferença de energia entre a solução estável e a solução instável. Esta diferença de energia é uma boa forma de indicar a distância do sistema até o ponto de colapso de tensão.

As equações para função energia são baseadas nas equações do fluxo de potência, não contemplando as equações algébrico-lineares que modelam a dinâmica da máquina síncrona.

Como no colapso de tensão, o parâmetro de crescimento do sistema está no seu valor limite (máximo carregamento), o ponto de equilíbrio estável desaparece devido a uma bifurcação local [70]. Logo, à medida que o sistema se aproxima do ponto de bifurcação sela-nó, sua energia decresce. No colapso, as soluções estáveis e instáveis são coincidentes, desta maneira a energia do sistema tende a zero. Também é possível obter informações a respeito da margem de carregamento.

Neste capítulo, a função energia aplicada para análise de estabilidade de tensão será abordada, tal como a parte instável da energia potencial que determina o perfil de vulnerabilidade das barras individual do sistema, atribuindo um valor escalar a cada barra. Logo, esta função será empregada neste trabalho com intuito de avaliar a robustez das áreas críticas determinadas.

8.1 Função Energia Aplicada em Análises de Estabilidade de Tensão

A função energia utilizada em análises de colapso de tensão implica inicialmente a definição de uma função escalar dependente das variáveis de estado do sistema. A solução operativa do sistema indica sua energia mínima local.

Fazendo uma analogia com o método de Lyapunov conforme a função energia pode ser descrita como uma bola colocada em superfície irregular, “poço”, representando diferentes pontos de equilíbrio do sistema. Esta superfície representa a região de estabilidade, assim enquanto a bola estiver dentro do poço, à mesma tenderá ao ponto de equilíbrio estável.

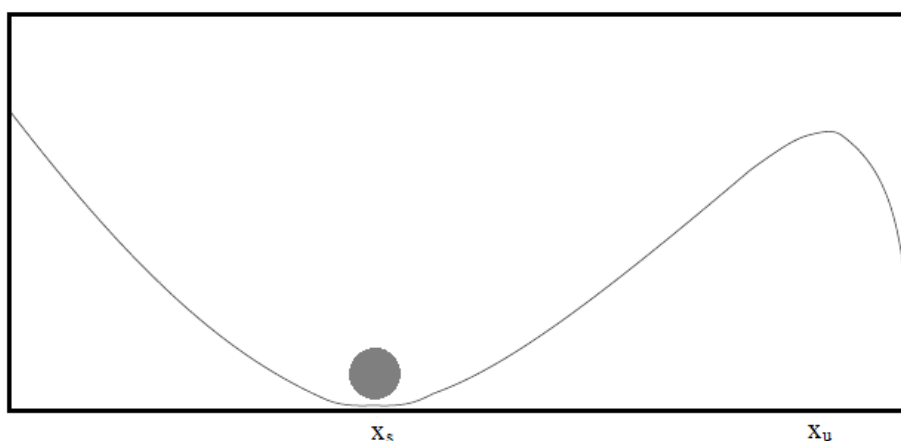


Figura 8.1: Poço de energia

Seja um ponto de operação ocupando o fundo do poço e submetido a pequenas variações de carga, que geram uma pequena quantidade de energia cinética, geralmente dissipada pelo amortecimento do sistema, tende a afastá-lo do ponto de equilíbrio. Mas como esta energia do “poço” é profunda, o ponto de operação é estável. No entanto, a energia diminui conforme o aumento do carregamento do sistema, ao aproximá-lo do ponto de

colapso de tensão. Assim, uma pequena variação pode levar o ponto de operação para fora do “poço”, ou seja, a instabilidade. Para isso, é necessário que o sistema receba energia superior ao valor da energia potencial do ponto instável mais próximo, situado no limite do “poço”.

A função energia empregada nos estudos de estabilidade de tensão baseia-se na diferença de energia das soluções estáveis e instáveis, e é apresentada como um bom indicativo da distância do sistema para o colapso de tensão [24]-[69]. As soluções de operação do sistema consistem nas soluções estáveis, X^s , obtidas pelo fluxo de potência convencional, enquanto as soluções instáveis, X^u , apresentam magnitudes de tensão reduzidas em determinada barra, chamadas de solução de baixa tensão (SBT). Uma maneira de determinar a solução instável é abordada pela referência [69], que utiliza como auxílio o vetor tangente.

A função energia [25], [26] e [71] descrita para um modelo dinâmico do SEP é descrita pela integral :

$$v(X^s, X^u) = \int_{0, \theta^s, V^s}^{\omega, \theta^u, V^u} [(M\omega)^T, f^T, g^T][d\omega^T, d\theta^T, dV^T]^T \quad (8.1)$$

Onde:

$(0, \theta^s, V^s)$ e (ω, θ^u, V^u) : referem-se às soluções de equilíbrio estáveis e instáveis, respectivamente;

M : é uma matriz diagonal que possui as constantes de inércia dos geradores;

$\omega^T = [\omega_1, \dots, \omega_m]$: consiste das velocidade angulares ω_i dos m rotores;

$V^T = [V_1, \dots, V_n]$ e $\theta^T = [\theta_1, \dots, \theta_n]$: são as magnitudes e ângulos das tensões das n barras.

As componentes f^T e g^T correspondem, as injeções de potência ativa e reativa, respectivamente, sendo dadas por (8.1) e (8.2):

$$f_i(\theta, V) = P_i - \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (8.2)$$

$$g_i(\theta, V) = \frac{1}{V_i} \left[Q_i(V_i) + \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (8.3)$$

Sendo B_{ij} a susceptância entre as barras i e j ; P_i e Q_i são as potências ativas e reativas especificadas; V_i e V_j correspondem às magnitudes de tensão das barras com os respectivos ângulos de fase, θ_i e θ_j .

A resposta da integral independente descrita por (8.1) consiste na função energia total e é dada por (8.4), no qual somente o primeiro termo representa a energia cinética e os outros termos a energia potencial.

$$\begin{aligned} v(X^s, X^u) = & \frac{1}{2} \omega^T M \omega - \sum_{i=1}^n \int_{V_i^s}^{V_i^u} \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i - \sum_{i=1}^n P_i(\theta_i^u - \theta_i^s) \\ & - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \end{aligned} \quad (8.4)$$

Para um sistema sem perdas, a função energia é uma função de Lyapunov. Portanto, um ponto de mínimo local desta função pode ser definido pela sua solução estável e sua primeira derivada é igual à zero.

Entretanto, para que as perdas do sistema sejam consideradas, as equações (7.10) e (7.11) são redefinidas de acordo com (8.5) e (8.6).

$$f_i(\theta, V) = P_i - \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \quad (8.5)$$

$$g_i(\theta, V) = \frac{1}{V_i} \left[Q_i(V_i) + \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] - \frac{1}{V_i^s} \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \sin(\theta_i^s - \theta_j^s) \quad (8.6)$$

Os termos constantes associados às condutâncias, ' G_{ij} ', foram adicionados para que f e g continuem sendo iguais à zero para a solução estável.

Para análise de estabilidade de tensão estática, somente a energia potencial do sistema é considerada [25]. Assim a função energia é determinada por (8.7):

$$v(X^s, X^u) = \sum_{i=1}^n \left[\int_{\theta_i^s}^{\theta_i^u} f_i(\theta, V) d\theta_i + \int_{V_i^s}^{V_i^u} g_i(\theta, V) dV_i \right] \quad (8.7)$$

E o resultado desta integração é dado pela equação (8.8):

$$\begin{aligned}
 v(X^s, X^u) = & - \sum_{i=1}^n \int_{V_i^s}^{V_i^u} \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i - \sum_{i=1}^n P_i(\theta_i^u - \theta_i^s) \\
 & - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \\
 & + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)(\theta_i^u - \theta_i^s) \\
 & + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)(V_i^u - V_i^s)
 \end{aligned} \tag{8.8}$$

Considerando que a potência reativa na barra i é constante, o termo integral da equação (8.8) é:

$$Q_i \ln \left(\frac{V_i^u}{V_i^s} \right)$$

Assim, a equação (8.8) é reescrita por (8.9):

$$\begin{aligned}
 v(X^s, X^u) = & - \sum_{i=1}^n Q_i \ln \left(\frac{V_i^u}{V_i^s} \right) - \sum_{i=1}^n P_i(\theta_i^u - \theta_i^s) \\
 & - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) \\
 & + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \\
 & + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)(\theta_i^u - \theta_i^s) \\
 & + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)(V_i^u - V_i^s)
 \end{aligned} \tag{8.9}$$

8.2 Função Auxiliar

Uma função auxiliar para o cálculo da energia potencial para um sistema considerando perdas é apresentado em [27], gerando o mesmo resultado da equação (8.9) e será descrito a seguir. A função energia é dada como a diferença entre a solução estável e instável, como (8.10).

$$v(X^s, X^u) = -[E_p(\theta^u, V^u) - E_p(\theta^s, V^s)] \quad (8.10)$$

A partir (7.13) e (7.14), igualando f e g a zero, tem-se as equações (8.11) e (8.12):

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) + \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (8.11)$$

$$Q_i(V_i) = \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \sin(\theta_i^s - \theta_j^s) - \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (8.12)$$

Multiplicando (8.11) por $\dot{\theta}_i$ e (8.12) por $\dot{V}_i/V_i$, obtém-se (8.13) e (8.14):

$$P_i \dot{\theta}_i = \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \dot{\theta}_i + \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \dot{\theta}_i \quad (8.13)$$

$$Q_i(V_i) \frac{\dot{V}_i}{V_i} = \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \sin(\theta_i^s - \theta_j^s) \frac{\dot{V}_i}{V_i} - \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \frac{\dot{V}_i}{V_i} \quad (8.14)$$

Utilizando a simetria $B_{ij}=B_{ji}$ em (8.13) e (8.14):

$$P_i \dot{\theta}_i = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \dot{\theta}_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) (\dot{\theta}_i - \dot{\theta}_j) \quad (8.15)$$

$$Q_i(V_i) \frac{\dot{V}_i}{V_i} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) \dot{V}_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) (\dot{V}_i V_j + V_i \dot{V}_j) \quad (8.16)$$

Somando as equações (8.13) e (8.14), e agrupando os termos relacionados à P_i , Q_i , e B_{ij} e os derivando em função do tempo, tem-se (8.17).

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left[\sum_{i=1}^n \int \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i + \sum_{i=1}^n P_i \theta_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \\ - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \dot{\theta}_i - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) \dot{V}_i = 0 \end{aligned} \quad (8.17)$$

O termo que está sendo derivado em (8.17) corresponde à energia a potencial, sem considerar as perdas do sistema, energia mecânica corresponde à demanda de potência reativa.

Para um sistema conservativo, sem perdas, a derivada da energia total, ' E_T ', é nula conforme mostra (8.18), sendo E_C a energia cinética e E_{P0} a energia potencial:

$$\frac{dE_T}{dt} = \frac{dE_C}{dt} + \frac{dE_{P0}}{dt} = 0 \quad (8.18)$$

Considerando a análise de estabilidade estática, a derivada da energia E_{P0} será igual à zero. Porém ao considerar as perdas, a equação (8.17) mostra que isso não pode ser considerado, pois esta derivada é proporcional às condutâncias de transferência. Assim tem-se (8.19):

$$\begin{aligned} v(\theta, V) = \sum_{i=1}^n \int \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i + \sum_{i=1}^n P_i \theta_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \\ - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \theta_i - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) V_i \end{aligned} \quad (8.19)$$

8.2.1 Robustez do Sistema

Considerando a parte instável da função auxiliar definida pela equação (8.19), a robustez do sistema pode ser avaliada [28] e determinada pela equação (8.20). Esta expressão será utilizada neste trabalho para definir regiões de maior e menor vulnerabilidade do sistema.

$$\begin{aligned}
 E_p(X^s, X^u) = & Q_i \ln(V_i^u) + P_i \theta_i^u + \frac{1}{2} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) \\
 & - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \theta_i^u - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) V_i^u
 \end{aligned} \tag{8.20}$$

A participação de cada barra na composição da energia potencial da SBT é encontrada por meio da equação (8.20). Assim a formação das regiões de robustez é realizada conforme a coerência dos valores da função energia para cada barra.

Quanto menor o valor da função energia para determinada barra do sistema, a barra é considerada mais crítica, enquanto valores maiores representam as barras mais robustas do sistema. Este valor pode auxiliar na determinação da barra crítica do sistema. Porém, esta função não possui como objetivo encontrar um *ranking* de barras críticas equivalentes ao do VT.

Para resolver esta equação é necessário determinar somente uma SBT (X^u) para o sistema no caso base. Esta solução está associada à barra mais crítica identificada pelo VT, e a solução estável (X^s) corresponde à solução convencional do fluxo de potência.

9 Determinação da Solução de Baixa Tensão

As equações não lineares do fluxo de potência para um sistema de n barras possui 2^{n-1} soluções, que dependem do seu carregamento. A classificação destas diferentes soluções pode ser realizada de acordo com os autovalores da matriz Jacobiana do fluxo de potência [24].

Uma solução estável, como já mencionado corresponde ao ponto de operação do sistema, e o Jacobiano apresenta todos os autovalores com parte real negativa. Para as soluções instáveis, pelo menos um autovalor deve ter parte real positiva, sendo chamada do tipo 1. As soluções instáveis são chamadas do tipo k conforme os k autovalores que possuem parte real positiva. Já uma solução do tipo 0 é assintoticamente estável [24].

O número de soluções instáveis diminui à medida que o sistema se aproxima do colapso de tensão. Assim, conforme o ponto de bifurcação se aproxima, restam somente uma solução estável e uma solução instável, sendo que as outras soluções instáveis desaparecem no percurso devido aos outros tipos de bifurcações que ocorrem antes da sela-nó. No ponto de bifurcação, estas soluções se unem e desaparecem. Logo, neste trabalho foram consideradas as soluções instáveis do tipo 1 [24].

Na literatura, alguns métodos foram propostos para o cálculo desta solução instável, como o método utilizando um sistema dinâmico auxiliar permitindo que uma nova solução instável crítica seja calculada automaticamente conforme a solução anterior desapareça [72]. Na referência [19], o método proposto depende da direção pré-determinada de crescimento da carga. Como já mencionado anteriormente a determinação das soluções instáveis podem restringir as que correspondem as soluções do tipo 1 [73].

Este capítulo apresenta a metodologia empregada para determinar as soluções de baixa tensão, sendo descrita uma variação do Método Simplificado. E a barra associada à SBT é identificada como a barra crítica do sistema e determinada com auxílio do vetor tangente.

9.1 Método Simplificado Modificado

O Método Simplificado determina a solução instável explorando as características de convergência do fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson em coordenadas retangulares [74]. Por outro lado, a referência [24] utiliza a mesma abordagem do Método Simplificado, mas para o método de Newton-Raphson em coordenadas polares com controle de passo na atualização das variáveis de estado.

Neste trabalho utiliza-se o método proposto em [24], e será descrito a seguir:

- 1) Determina o ponto de operação do sistema, solução estável – $X^s(\theta^s, V^s)$, utilizando o fluxo de potência convencional, com estimativas iniciais de tensão em torno desta solução, ou seja, com níveis em torno de 1 pu para todas as barras do sistema;
- 2) Identifique a barra crítica com auxílio do vetor tangente, conforme o descrito no capítulo 4;
- 3) Considere a barra crítica como a barra r que será associada para o cálculo da SBT_r . Para esta barra é atribuída uma magnitude baixa de tensão, ' V_r^s ', e para as outras barras do sistema $V_i = V_i^s$, $i = 1, \dots, n_{pv} + n_{pq}$ e $i \neq r$. Se a barra r é uma barra do tipo PV, esta se torna do tipo PQ, e $Q_r = Q_r^s$ (recebe os valores referentes aos do passo 1);
- 4) O problema do fluxo de potência para a SBT_r , solução instável – $X^u(\theta^u, V^u)$, é resolvido empregando o método de Newton-Raphson e a correção do passo é calculada de acordo com (9.1):

$$x_{k+1} = x_k + \rho \Delta x \quad (9.1)$$

Onde $\rho < 1$ para evitar que a solução escape. A referência [27] mostra que os valores para $\rho = 0,2$ e $V_r = 0,4$ apresentam resultados com o mesmo padrão de convergência da resolução por Newton-Raphson com coordenadas retangulares para os sistemas IEEE 14, 30, 57 e 118 barras.

Os limites de potência reativa das barras PV que não foram violados durante o cálculo da solução estável, serão desconsiderados para o fluxo de potência da solução instável. Nesta perspectiva, serão adotados estes valores para o controle de passo e de magnitude de tensão para o desenvolvimento deste trabalho.

Existem soluções de baixa tensão associadas a algumas barras que não podem ser encontradas conforme mostra [73]. Assim, à área do sistema associada a esta solução pode ser considerada invulnerável à instabilidade de tensão ou relacionada à energia de uma barra vizinha.

9.2 Metodologia para o Cálculo da Função Energia

A metodologia aplicada neste trabalho para o cálculo da função energia potencial para as soluções de baixa tensão é apresentada resumidamente pelo fluxograma na Figura 9.1.

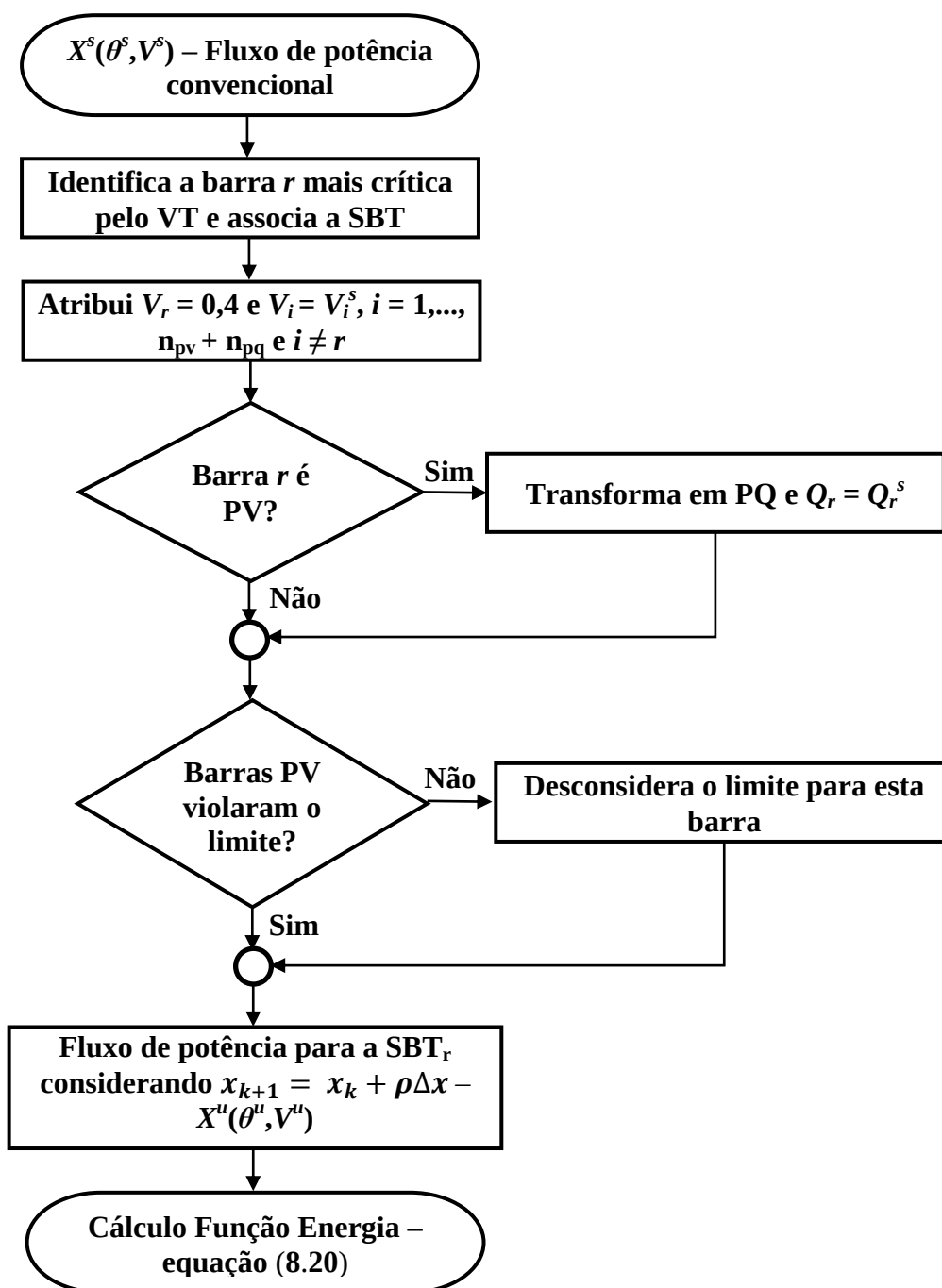


Figura 9.1: Fluxograma função energia

10 Interface Gráfica

Uma interface gráfica foi desenvolvida no *software Matlab®*, para que os resultados das formações das áreas para os diferentes casos tornassem mais práticos e ilustrados automaticamente, facilitando assim a visualização dos resultados.

As guias para as áreas obtidas pela partição de redes com auxílio do vetor tangente são ilustradas pelas Figura 10.1 e Figura 10.2.

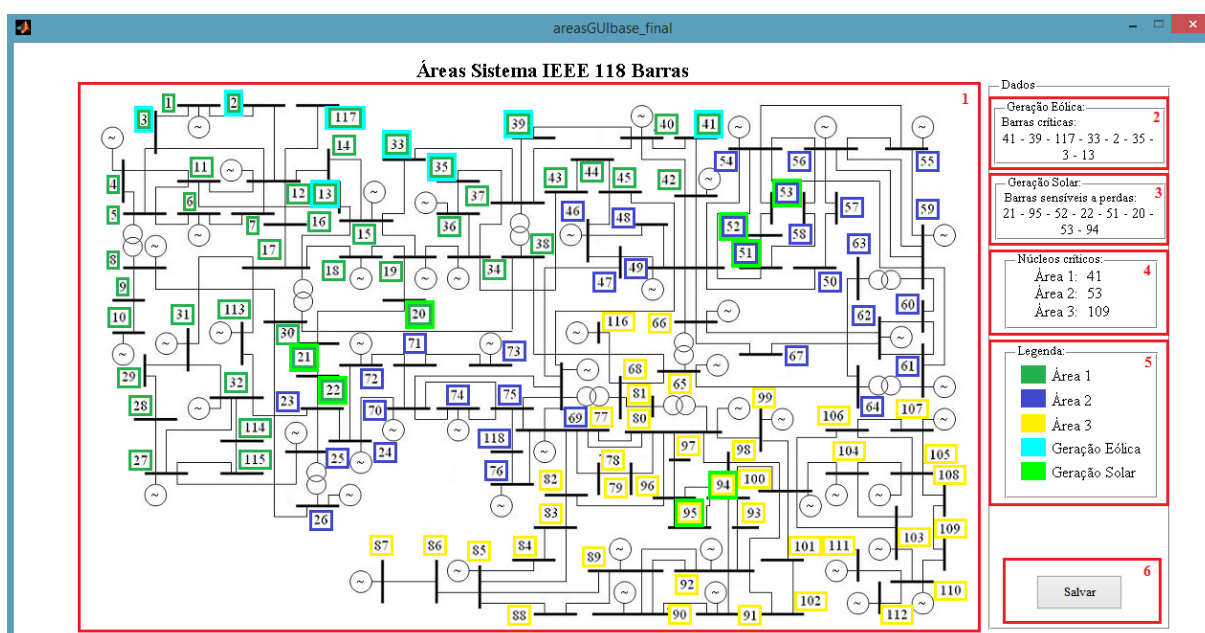


Figura 10.1: Guia do sistema no caso base

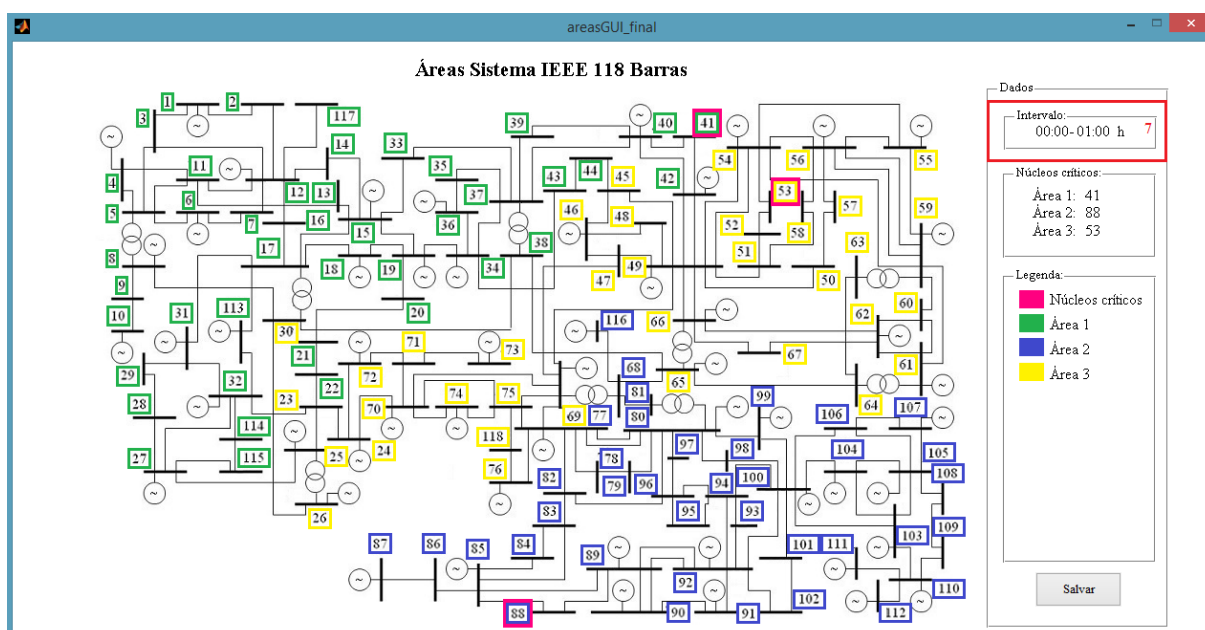


Figura 10.2: Guia do sistema para diferentes casos

Já a guia para os grupos de barras obtidos pela energia potencial da solução de baixa tensão são ilustradas pela Figura 10.3.

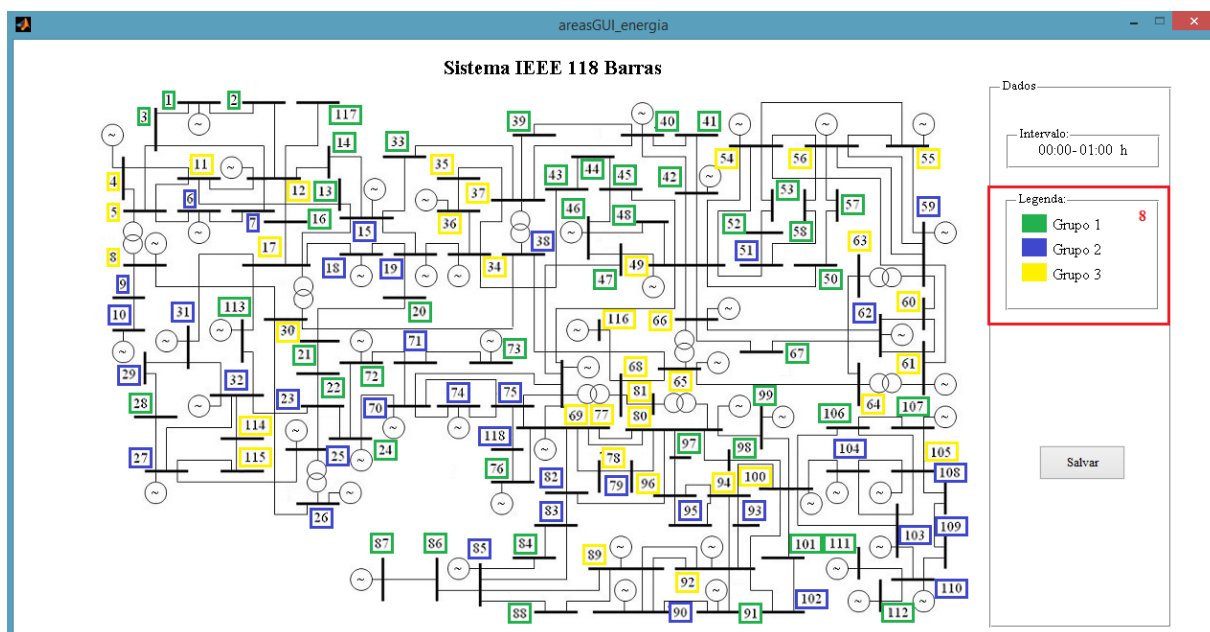


Figura 10.3: Guia para função energia

Os significados dos itens enumerados são descritos a seguir:

- 1) Sistema IEEE 118 barras;
- 2) *Geração Eólica*: apresenta as barras que possuem geração eólica, que correspondem às barras críticas para o sistema no caso base;
- 3) *Geração Solar*: indica as barras que possuem geração solar, que correspondem às barras sensíveis a perdas para o sistema no caso base;
- 4) *Núcleos Críticos*: mostram quais são os núcleos críticos para o caso em análise;
- 5) *Legenda*: mostra os grupos de barras formados para cada área. Além disso, para o sistema no caso base também é apresentado às barras com gerações eólica e solar, e para os outros casos núcleos críticos são ressaltados.
- 6) *Salvar*: botão para salvar a formação de áreas em análise.
- 7) *Intervalo*: mostra o intervalo que corresponde à análise.
- 8) *Legenda*: apresenta os grupos de barras formadas de acordo com limites estabelecidos para os valores da função energia (E_p). As faixas são as seguintes: Grupo 1 – mín. (E_p) a 15 pu; Grupo 2 – 15 pu a 35 pu; Grupo 3 – 35 pu ao máx. (E_p).

11 Superfície Gráfica

Para determinar as regiões de vulnerabilidade do sistema frente ao colapso de tensão, foi elaborada uma superfície gráfica no *software Matlab®*, deste modo, possibilitando a criação de curvas de níveis indicando a intensidade da influência das barras mais robustas do sistema. A posição (x,y) de cada barra do sistema e o valor da função energia (z) formam a dimensão 3D. Assim, esta superfície é determinada a partir de duas funções gaussianas, uma no x e outra no y, que multiplicadas formam a função gaussiana da barra relacionada a esta posição. Isso é efetuado para cada barra do sistema e a soma das funções gaussianas formadas determina a superfície ilustrada pela Figura 11.1.

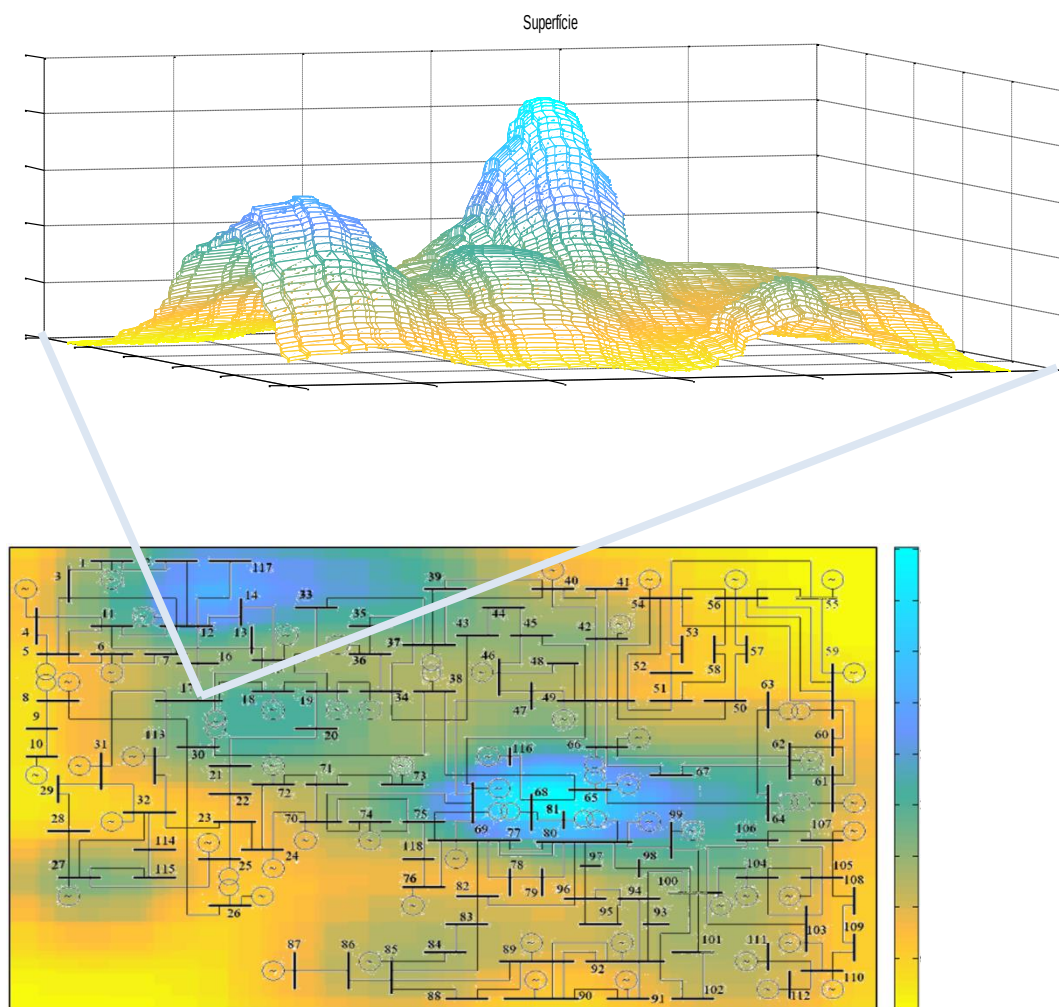


Figura 11.1: Superfície gráfica e mapa de cores

12 Resultados

Neste capítulo os resultados são apresentados para o sistema IEEE 118 barras no caso base e com a inserção de fontes de geração renováveis e uma curva de demanda que modifica o carregamento do sistema. Os limites de potência reativa superiores e inferiores são considerados.

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho pode ser dividida de acordo com as seguintes etapas:

- Identificação das barras críticas e sensíveis a perdas para alocação de geração eólica e solar respectivamente;
- Modelar as fontes de geração eólica por meio da curva de velocidade do vento e a geração solar por meio das curvas de temperatura e irradiação solar. Incorporar estas fontes de geração renovável e um perfil de demanda modificando o carregamento do sistema 118 barras;
- Determinar as áreas críticas para o sistema no caso base;
- Definir as áreas críticas para o sistema 118 barras considerando a intermitência das fontes de geração renovável e a curva de demanda;
- Para alguns intervalos selecionados A1, A11, A17, A19 e A22, o redespacho de potência reativa é realizado por meio da técnica do PSO com a finalidade de reduzir as perdas sistêmicas. Para isso são identificados os geradores mais apropriados por meio do VT modificado e fornecidos para o PSO. As margens de carga ativa e reativa e as perdas de potência ativa são calculadas para os intervalos selecionados antes e após a otimização do redespacho. Assim, as curvas PV e QV são traçadas;
- A robustez do sistema é avaliada por meio do cálculo da energia da solução de baixa tensão para cada intervalo determinado. Logo, áreas de vulnerabilidade do sistema são definidas;
- Para o intervalo considerando o aproveitamento de ambas as renováveis e um ponto da curva de demanda diferente de 1 pu, que corresponde ao A11, foram aplicadas algumas contingências simples para verificar a redução da margem de carga ativa.

Os estudos acima serão empregados para avaliação dos impactos em função da intermitência de fontes de geração de energia elétrica. As nomenclaturas empregadas são:

- f_c : pontos da curva de demanda que modificam o carregamento do sistema, ou seja, um fator de carga temporal.
- $ACRIT1$, $ACRIT2$ e $ACRIT3$: áreas críticas do sistema, sendo $ACRIT1$ a mais crítica do sistema e em seguida da segunda e da terceira;
- $BPERDAS$: barras sensíveis a perdas do sistema;
- NC : núcleos críticos das três áreas;
- $NC1$, $NC2$ e $NC3$: núcleos críticos correspondentes às três áreas críticas, sendo $NC1$ a barra PQ mais crítica do sistema;
- Pg_{wt} : potência ativa gerada eólica;
- Pg_{pv} : potência ativa gerada solar;
- E_p : energia potencial da solução instável;

12.1 Sistema Teste IEEE 118 Barras

O sistema IEEE 118 barras representa uma parcela centro-oeste do sistema de energia elétrica americano [75]. Seus parâmetros foram apresentados no ANEXO A. Este sistema possui uma barra *Swing*, 53 barras de geração e 64 barras de carga.

12.1.1 Geração Renovável

Para este sistema foram consideradas oito unidades de geração renovável eólica e oito unidades de geração renovável solar, sendo suas potências diretamente despachadas e dependentes dos recursos naturais, assim considerando a intermitência das mesmas.

As configurações da geração eólica são apresentadas pela Tabela 12.1. Já as configurações da geração solar são apresentadas pela Tabela 12.2. E foram considerados perfis de variação do clima e perfil de demanda, sendo ilustrados pelas Figura 12.1 a Figura 12.4.

Tabela 12.1: Dados da configuração da geração eólica

Barras de Alocação	Velocidade cut in (m/s)	Velocidade cut off (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Potência Nominal (kW)
41	4	12	8	300
39	4	12	8	300
117	4	12	8	300
33	4	12	8	300
2	4	12	8	300
35	4	12	8	300
3	4	12	8	300
13	4	12	8	300

Tabela 12.2: Dados da configuração da geração solar

Barras de Alocação	Nº de placas série – N_s	Nº de placas paralelo – N_p
21	6	20
95	6	20
52	6	20
22	6	20
51	6	20
20	6	20
53	6	20
94	6	20

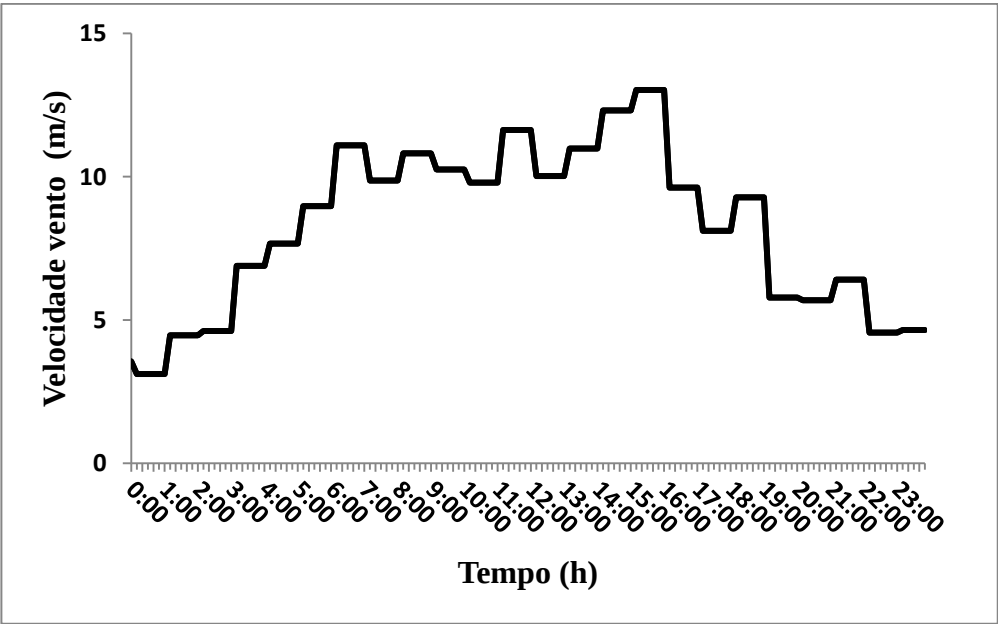


Figura 12.1: Perfil de velocidade do vento

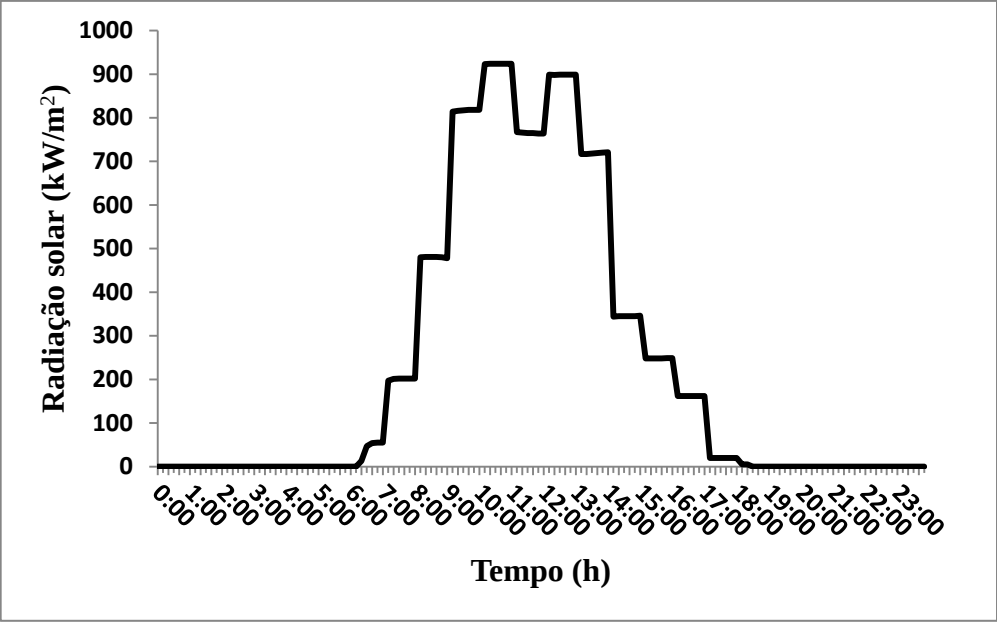


Figura 12.2: Perfil de radiação solar

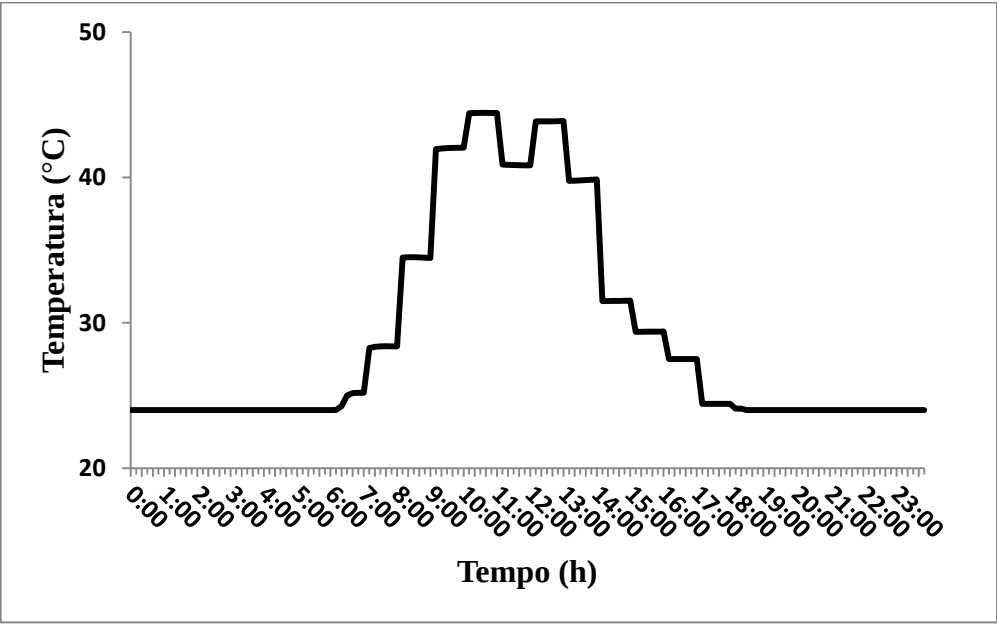


Figura 12.3: Perfil de temperatura

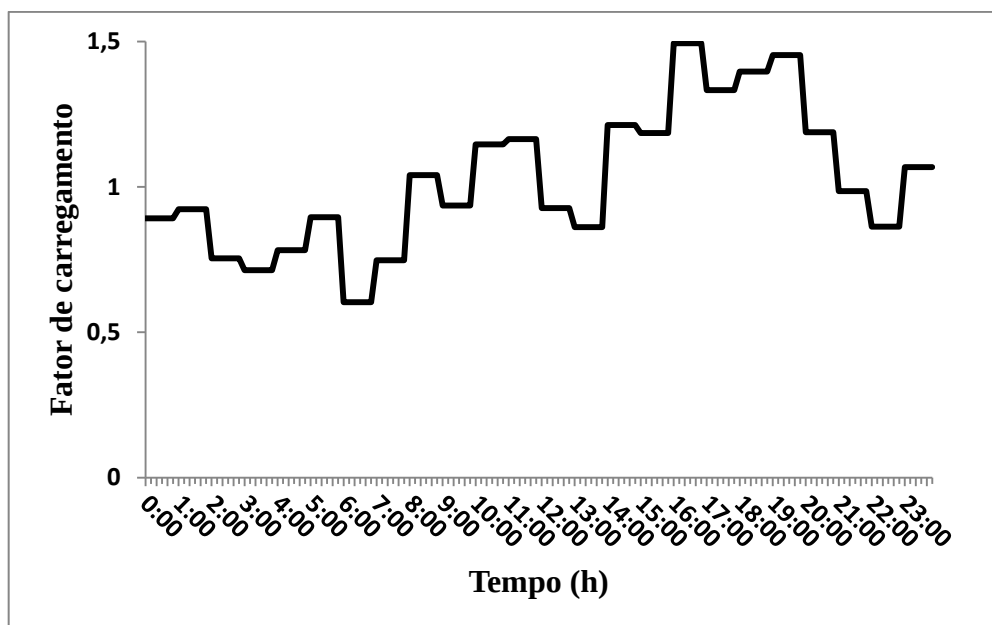


Figura 12.4: Perfil de fator de carregamento

A partir do perfil de velocidade e dos dados de configuração apresentados pela Figura 12.1 e pela Tabela 12.1, e empregando o modelo do sistema eólico descrito no capítulo 2, o perfil de potência gerada eólica foi obtido em função do tempo e ilustrado pela Figura 12.5.

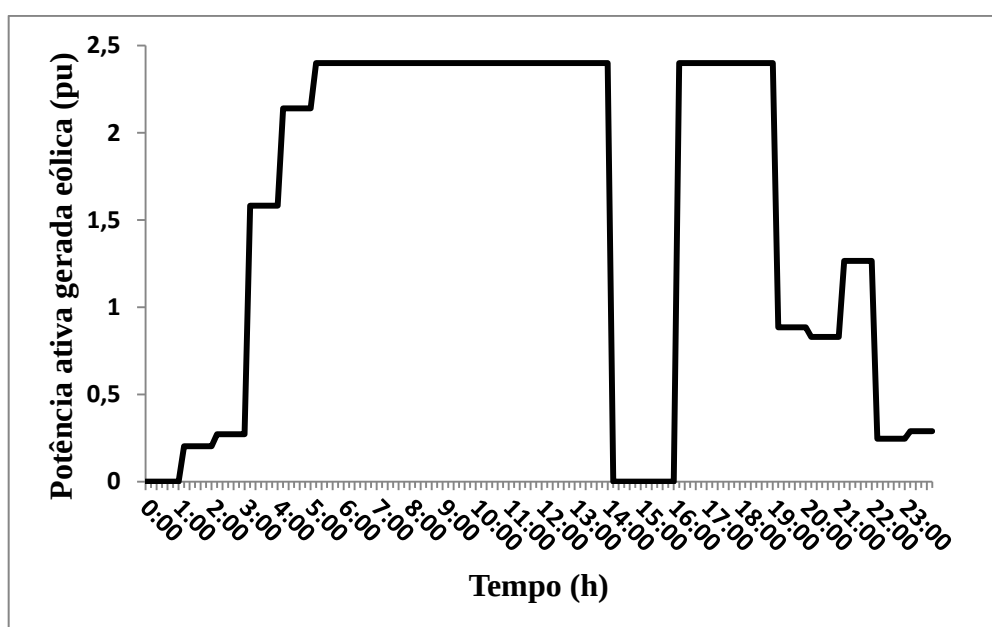


Figura 12.5: Perfil de potência gerada eólica

O perfil de potência gerada solar é obtido empregando o modelo do painel fotovoltaico descrito no capítulo 2 e os perfis de radiação solar e temperatura apresentados pelas Figura

12.2 e Figura 12.3, em conjunto com os dados de configuração da Tabela 12.2 e os parâmetros do fabricante das Tabela 2.2 e Tabela 2.3, conforme mostra a Figura 12.6.

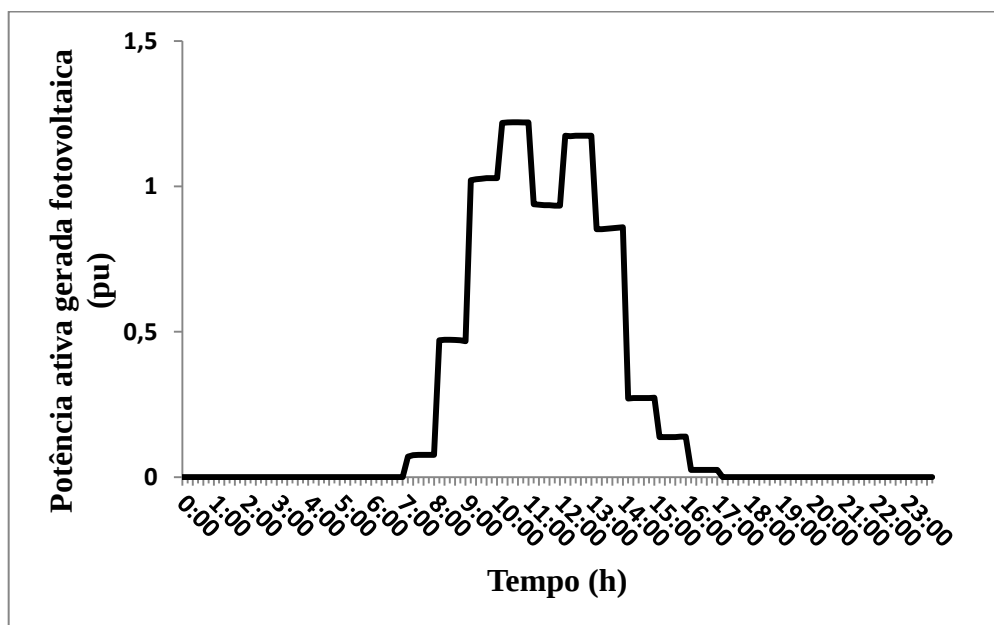


Figura 12.6: Perfil de potência gerada solar

Resumindo os perfis de carregamento (fc) e potências geradas eólica (Pg_{wt}) e solar (Pg_{pv}), a Figura 12.7 é apresentada.

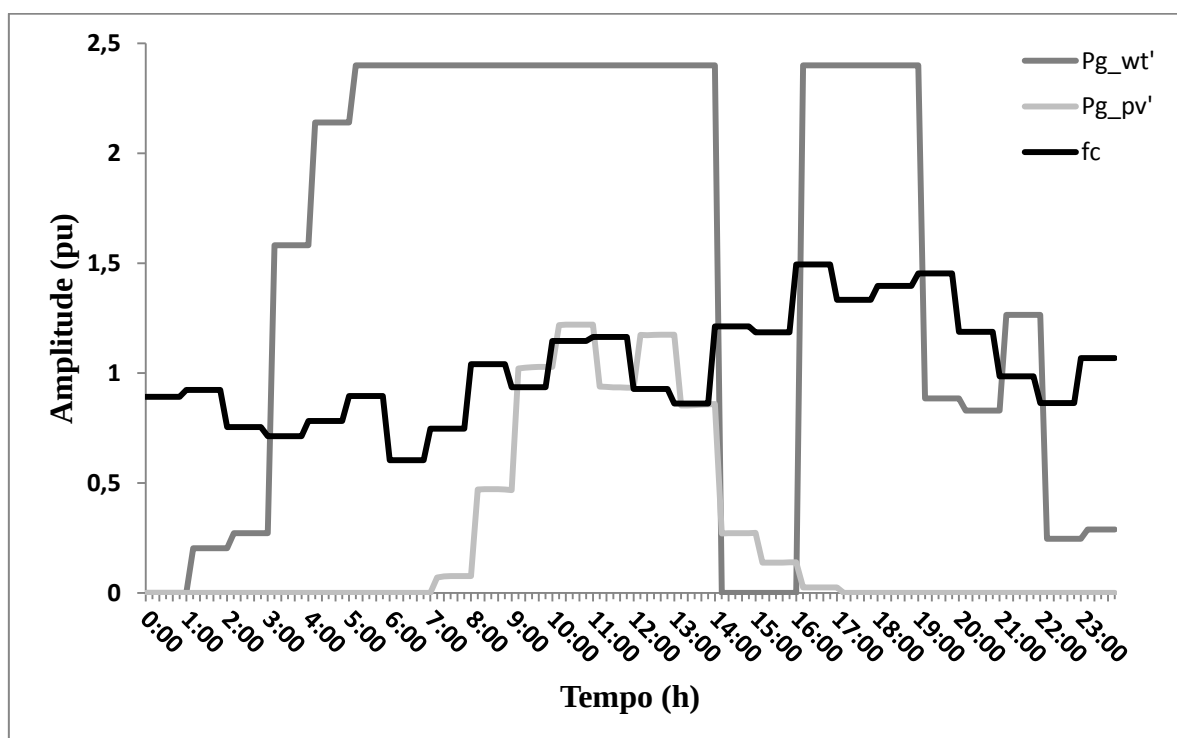


Figura 12.7: Perfil de potência gerada renováveis e fator de carregamento

Os intervalos que não possuem geração eólica consistem 00h00min às 01h10min e 14h10min às 16h10min, sendo que o valor máximo ocorre 05h10min às 14h00min e 16h10min às 19h10min. Já a geração solar inicia às 07h10min até 17h10min, ocorrendo à geração máxima dentro do intervalo de 09h10min às 14h10min. Para o carregamento, seu valor máximo ocorre dentro de 16h00min as 20h00min, entre 1,3 e 1,5 pu.

12.2 Áreas Críticas

Utilizando a metodologia de partição de redes apresentada no capítulo 4, as áreas críticas foram agrupadas em três grupos com o auxílio da magnitude do vetor tangente, para o sistema 118 barras no seu caso base.

A intermitência das fontes de energia renovável e o carregamento do sistema impossibilitam a definição de apenas uma única formação de áreas críticas que seja confiável para o sistema durante um dia inteiro. Portanto, é importante analisar as formações diferentes que ocorrem para intervalos distintos do dia.

12.2.1 Sistema IEEE 118 Barras – Caso Base

Considerando o caso base do sistema 118 barras, foram identificados três núcleos críticos sendo relacionados a cada área, oito barras mais críticas do sistema que pertencem à primeira área crítica e oito barras mais sensíveis a perdas. Estas barras são representadas na Tabela 12.3 em ordem decrescente de sensibilidade.

Tabela 12.3: Identificação de barras sistema 118 no caso base

<i>NC</i>								
			41	53	109			
<i>ACRIT1</i>	41	39	117	33	2	35	3	13
<i>BPERDAS</i>	21	95	52	22	51	20	53	94

Os dois conjuntos que possuem oito barras foram obtidos para a alocação das fontes de geração renovável, sendo as barras críticas para a geração eólica e as barras sensíveis a perdas para a geração solar.

As três áreas críticas e os conjuntos de barras identificados para alocação de renováveis são ilustrados pela Figura 12.8.

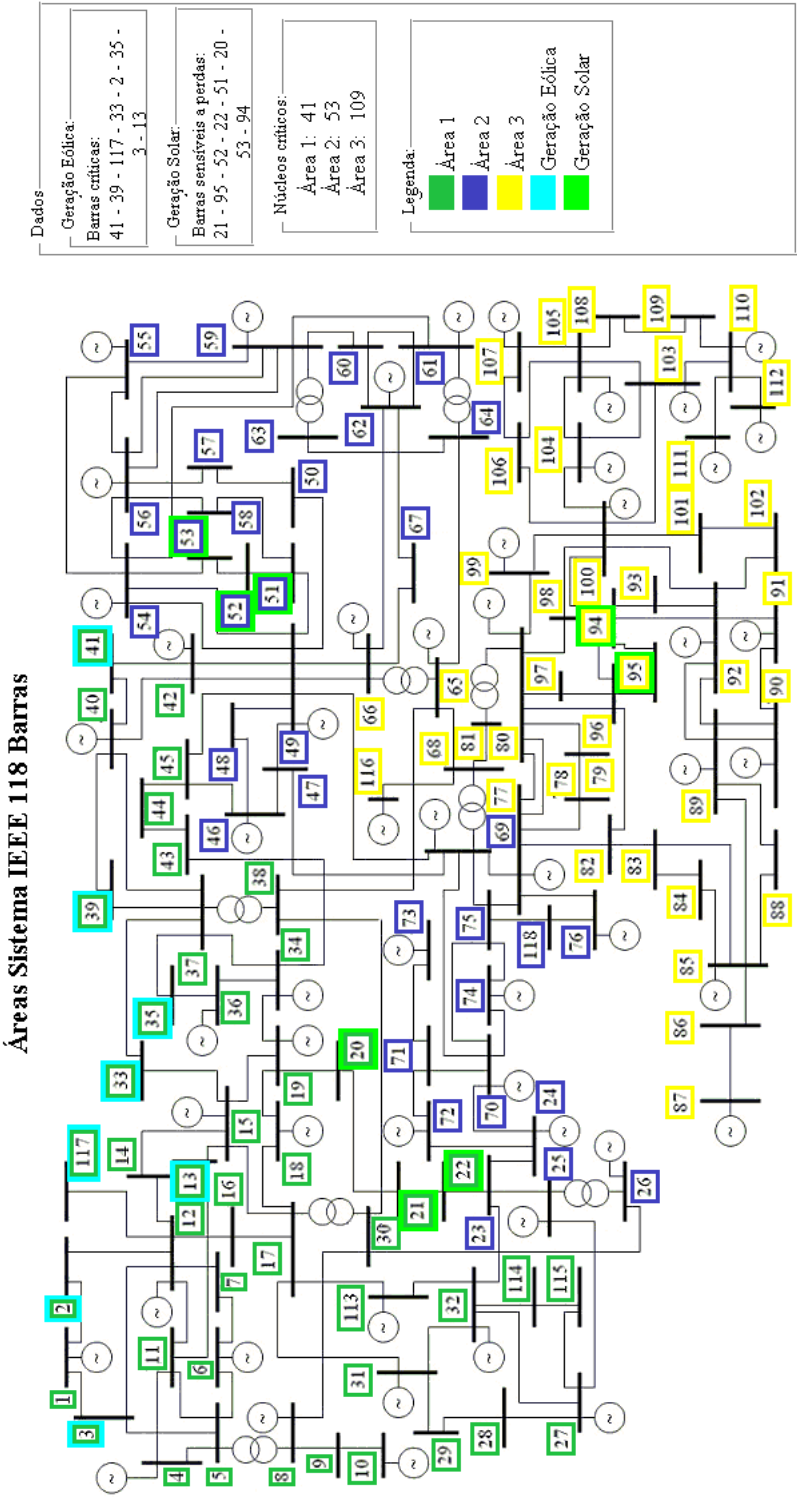


Figura 12.8: Áreas críticas para o sistema IEEE 118 barras no caso base

12.2.2 Sistema IEEE 118 Barras – Considerando Renováveis

As áreas críticas para o sistema IEEE 118 barras, considerando as fontes de energia renovável e o fator de carregamento temporal, foram obtidas para cada intervalo de 10 min ao longo de um dia inteiro.

As áreas para cada intervalo de 10 min foram comparadas e verificou-se que algumas áreas eram as mesmas. Como alguns dados iniciais do fluxo de potência levam a soluções de operação equivalentes ou próximas, logo os núcleos críticos das três áreas para os intervalos em análise são os mesmos, assim a formação das áreas são as mesmas ou parecidas. Estes dados iniciais correspondem aos valores considerados das potências geradas pelas renováveis e pela mudança no carregamento inserida pela curva de demanda, esses apresentam valores iguais ou que se compensam em determinado intervalo do dia.

Então, os 144 intervalos foram reduzidos para 28 formações de áreas críticas diferentes correspondentes a intervalos com durações distintas, que agrupam intervalos de 10 min de acordo com a coerência das áreas encontradas, sendo ilustradas pelas Figura 0.3 a Figura 0.30, e apresentadas no APÊNDICE C. Os seus núcleos críticos foram apresentados pela Tabela 12.4.

Tabela 12.4: Áreas críticas durante um dia

Nº	Intervalo (h:min)	NC			Nº	Intervalo (h:min)	NC		
A1	00:00 - 01:00	41	88	53	A15	10:00 - 12:00	41	109	53
A2	01:00 - 01:10	41	53	114	A16	12:00 - 13:00	9	88	5
A3	01:10 - 02:00	41	53	29	A17	13:00 - 14:00	9	88	117
A4	02:00 - 03:10	9	88	30	A18	14:00 - 14:10	41	109	47
A5	03:10 - 04:00	9	88	17	A19	14:10 - 16:10	117	53	109
A6	04:00 - 04:10	9	88	30	A20	16:10 - 17:00	29	109	63
A7	04:10 - 05:00	9	88	13	A21	17:00 - 18:00	29	109	86
A8	05:00 - 06:00	9	88	5	A22	18:00 - 19:00	29	109	60
A9	06:00 - 07:00	9	88	38	A23	19:00 - 19:10	29	109	63
A10	07:00 - 08:00	9	88	23	A24	19:10 - 20:00	117	109	53
A11	08:00 - 08:10	41	53	109	A25	20:00 - 22:00	41	53	109
A12	08:10 - 09:00	41	109	53	A26	22:00 - 22:10	9	88	41
A13	09:00 - 09:10	9	88	41	A27	22:10 - 23:00	41	88	9
A14	09:10 - 10:00	9	88	5	A28	23:00 - 24:00	41	53	109

Na Tabela 12.4 há alguns intervalos em destaque, pois mesmo com a redução para 28 formações de áreas diferentes, ainda alguns núcleos críticos (*NC1*, *NC2* e *NC3*) reaparecem em outros intervalos do dia. Estes intervalos que se repetem em destaque, como reaparecem em intervalos distintos do dia, não podem ser agrupados em um único intervalo. Esses apresentam algumas diferenças nas áreas críticas. Como discutido anteriormente, os valores de potências geradas pelas renováveis em conjunto com o fator de carga temporal inserido no sistema se compensaram fornecendo dados ao fluxo de potência que resultassem em pontos similares.

Os intervalos A1 a A8, A9 a A15, A16 a A21 e A22 a A28, representam os períodos relacionados à madrugada (00h-06h), à manhã (06h-12h), à tarde (12h-18h) e à noite (18h-24h). O número de variações de áreas para cada período do dia foram quase os mesmos, madrugada – 8 intervalos, manhã – 7 intervalos, tarde – 6 intervalos e noite – 7 intervalos.

Como o sistema considerado para a análise é de transmissão com 118 barras, o número de gerações renováveis alocadas influencia menos que o perfil de carga temporal, conforme os resultados apresentados no capítulo 6.

Durante o período da madrugada o fc do sistema está abaixo de 1 pu, ainda não há presença de geração solar, e a geração eólica inicia 01h00h crescendo até atingir seu máximo às 17h10min. Já no período da manhã, às 6h este fator está baixo e no decorrer da manhã aumenta para um valor em torno ou acima de 1 pu, a geração eólica permanece no seu valor máximo durante este período e a geração solar inicia às 07h10min apresentando valor máximo entre 10h30min e 11h00min. No período da tarde, está o intervalo que o fc atinge seu valor máximo, a geração eólica é máxima neste período exceto no intervalo 14h10min às 16h10min que não há o reaproveitamento eólico, e a geração solar continua com maior influência até 14h10min, e a partir de 17h10min não há mais esta geração. Para o período noturno, não há geração solar, a geração eólica permanece no início com máxima em seguida varia e a partir de 22h o valor é reduzido, já o carregamento varia acima ou em torno de 1 pu.

Para os intervalos A4 e A6 (madrugada) o sistema praticamente possui duas áreas críticas, como a *ACRIT1* passou a ter somente seis e cinco barras, respectivamente. As *ACRIT2* e *ACRIT3* trocaram suas localizações com relação ao caso base. Isso pode ser observado pela apresentação das imagens que estão no ANEXO C, e também são representadas pelas Figura 12.9 e Figura 12.10.

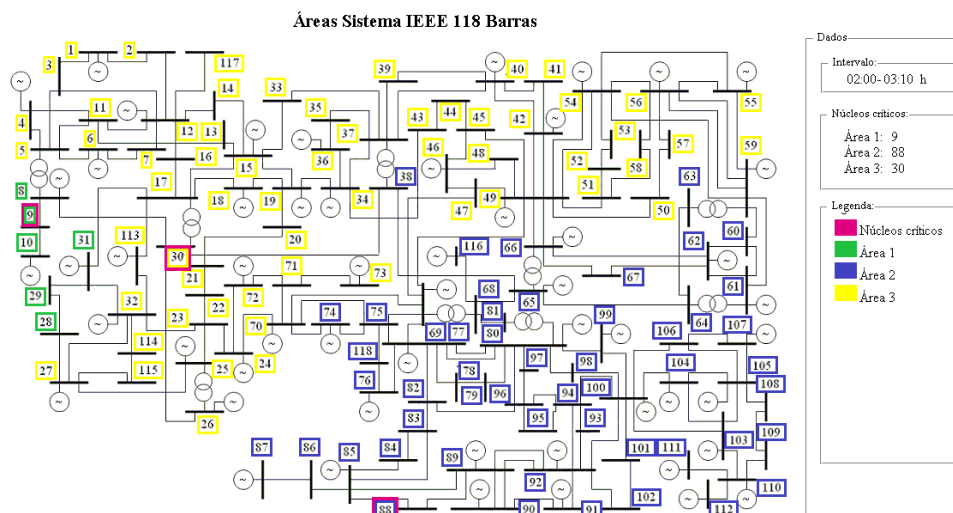


Figura 12.9: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 02:00-03:10 h – A4

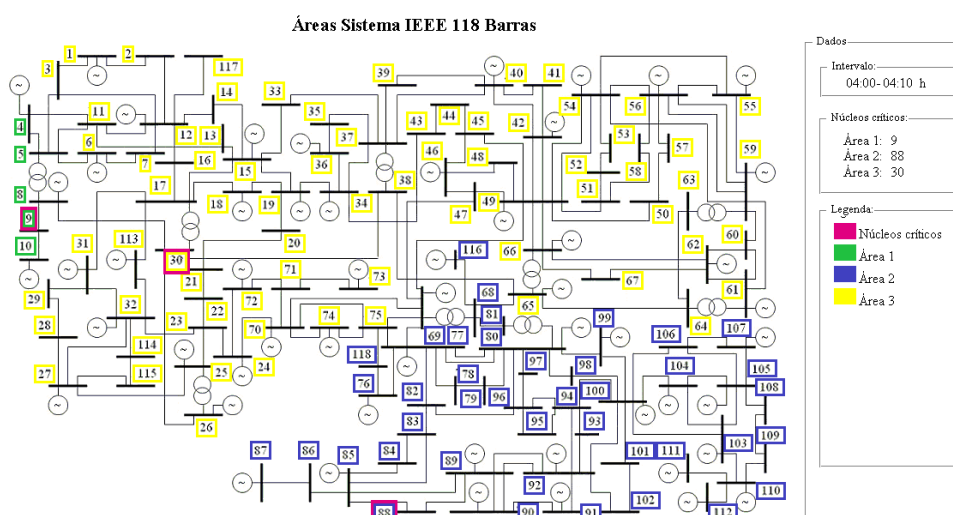


Figura 12.10: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 04:00-04:10 h – A6

Já entre os intervalos A8, A14 e A16, a *ACRIT2* possui uma quantidade superior de barras para A16 em relação às outras duas áreas. Estes intervalos possuem geração eólica máxima, assim o fator de carregamento e a presença ou não de geração solar influenciam nas modificações, como ilustra a Figura 12.11 à Figura 12.13.

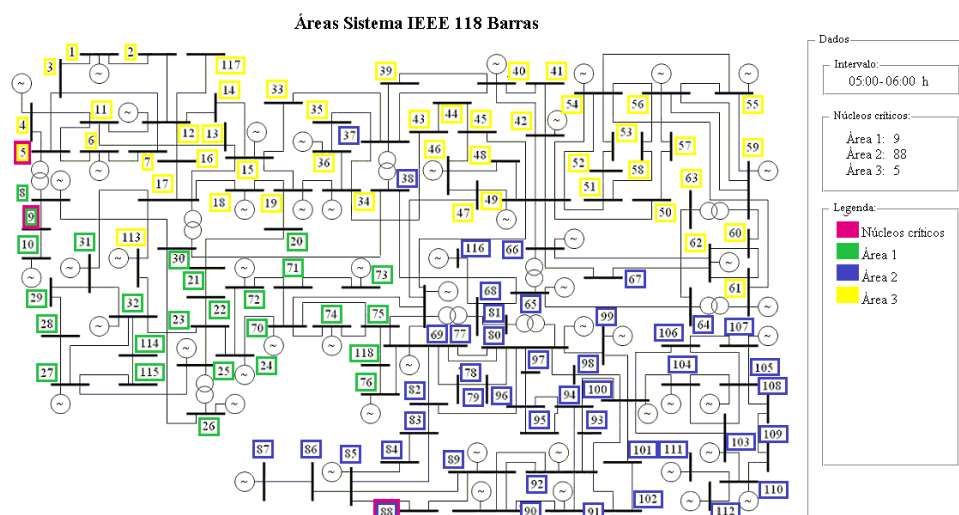


Figura 12.11: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 05:00-06:00 h – A8

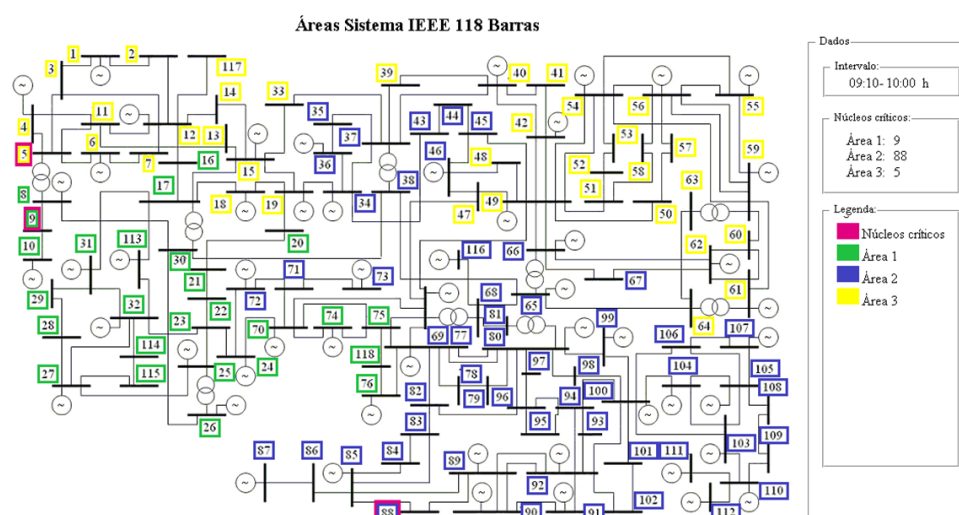


Figura 12.12: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:10-10:00 h – A14

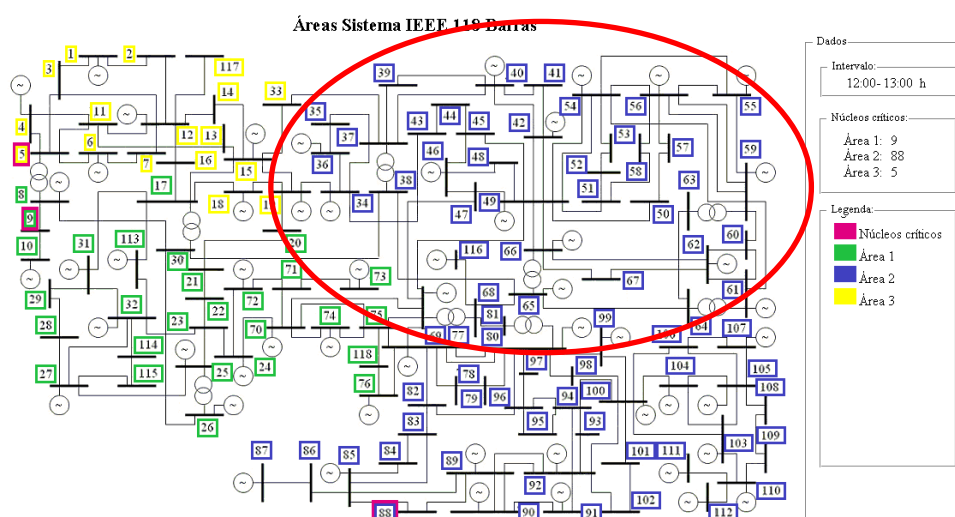


Figura 12.13: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 12:00-13:00 h – A16

Os intervalos A11, A25 e A28, correspondentes ao período da manhã e da noite, apresentaram os mesmos núcleos críticos que o caso base, conforme reapresentado pelas Figura 12.14 à Figura 12.16. Porém, A25 apresentou uma diferença mais visível nas *ACRIT2* e *ACRIT3*, sendo que parte da *ACRIT2* é agrupada a *ACRIT3* e este intervalo o $fc = 1,1879$ pu até às 21h e a geração eólica está em torno de 0,83 pu, e a partir das 21h o carregamento diminui para 0,9856 pu e a geração eólica aumenta para 1,26 pu.

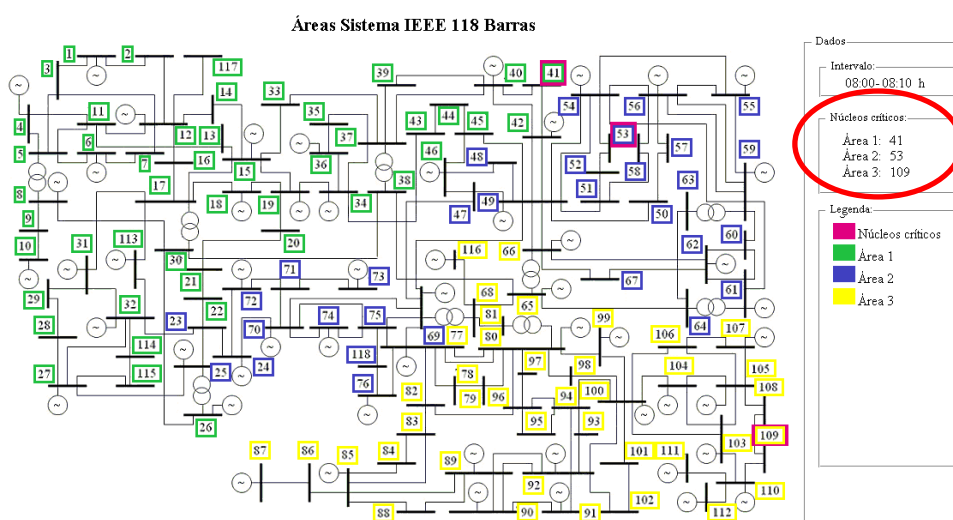


Figura 12.14: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 h – A11

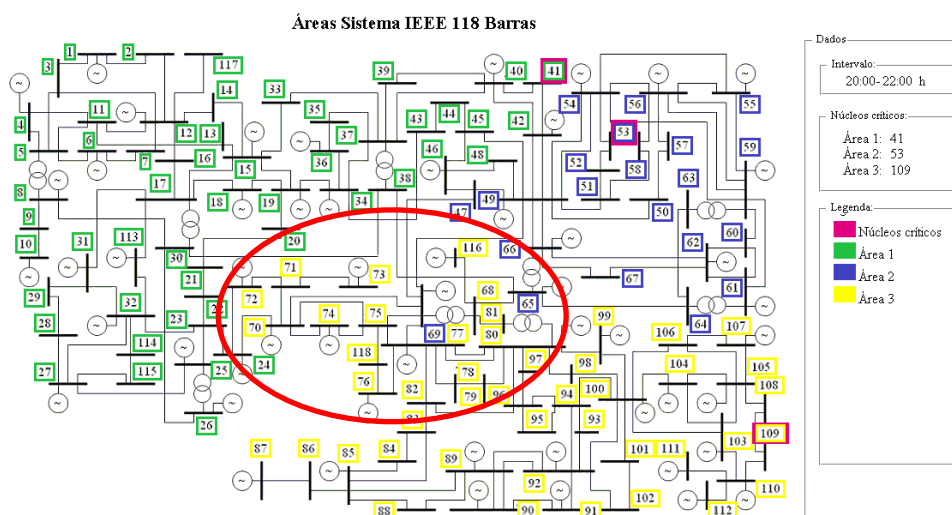


Figura 12.15: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 20:00-22:00 h – A25

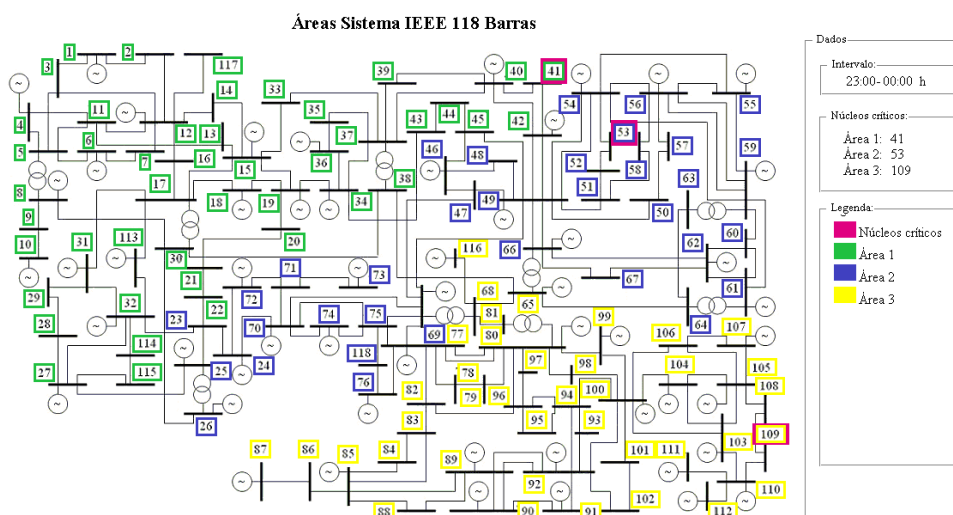


Figura 12.16: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 23:00-00:00 h – A28

Para a comparação entre os intervalos A12 e A15, A13 e A26, houve uma pequena variação nas áreas, enquanto os intervalos A20 e A23 obtiveram as áreas idênticas, conforme é visualizado pelas Figura 12.17 à Figura 12.22.

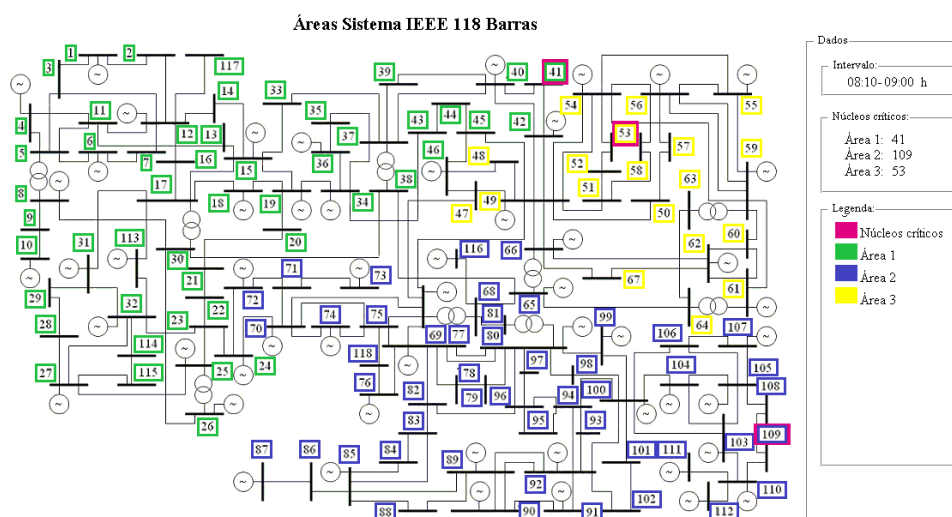


Figura 12.17: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:10-09:00 h – A12

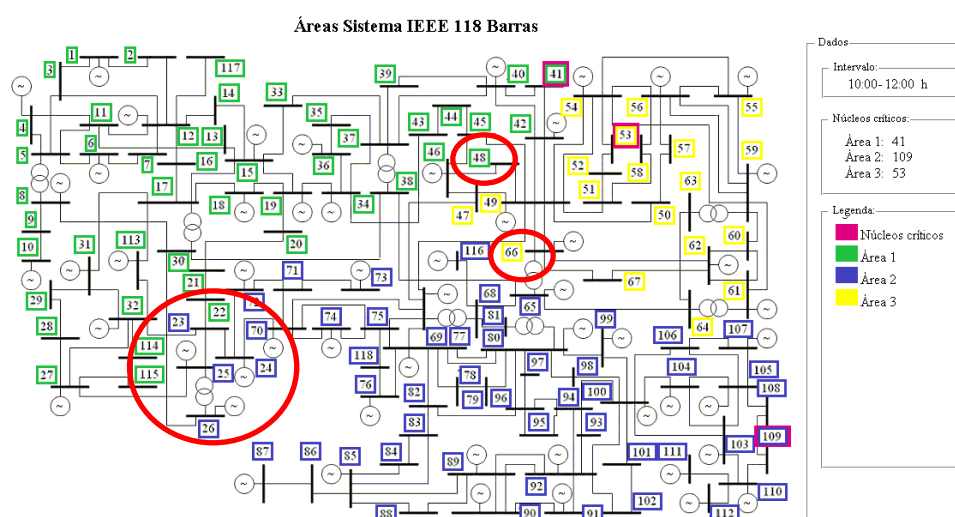


Figura 12.18: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 10:00-12:00 h – A15

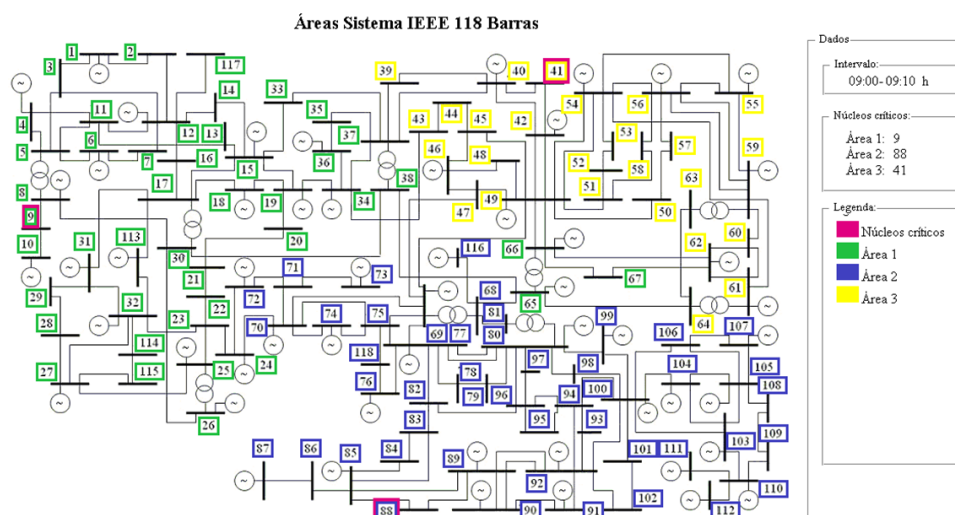


Figura 12.19: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:00-09:10 h – A13

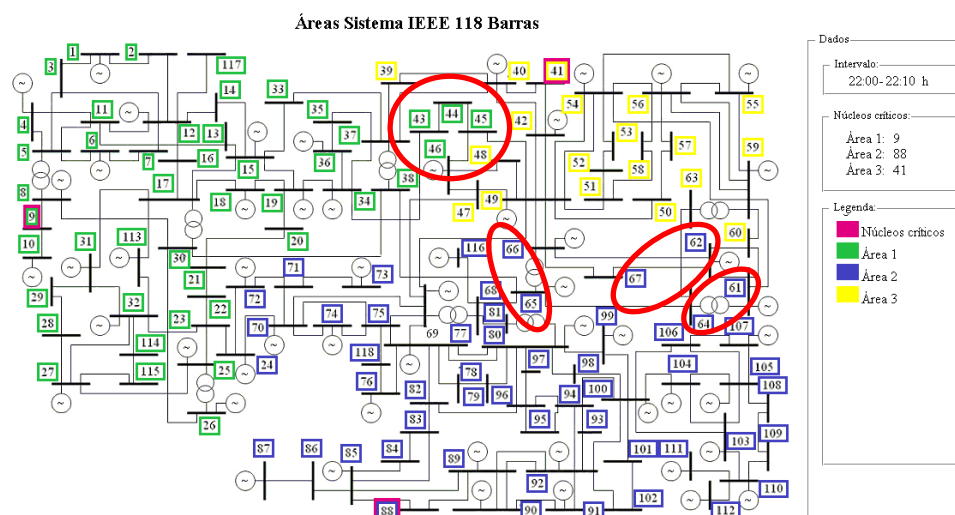


Figura 12.20: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:00-22:10 h – A26

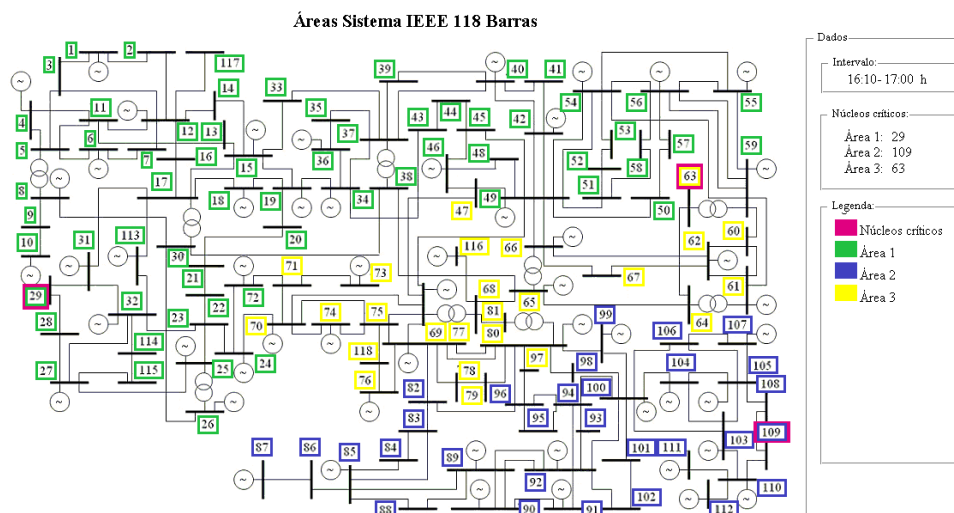


Figura 12.21: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 16:10-17:00 h – A20

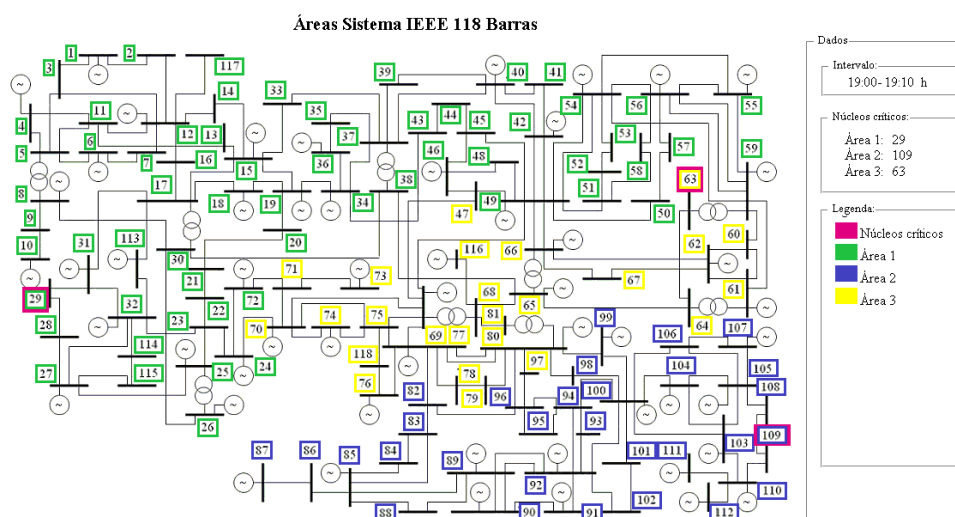


Figura 12.22: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:00-19:10 h – A23

O único intervalo que não possui geração renovável consiste no A1, no qual o fator de carregamento é menor que 1 pu, e suas áreas com relação ao caso base, trocam a localização da *ACRIT2* e *ACRIT3*. Esta localização está associada aos núcleos críticos de cada área, pois é a partir deles que cada uma inicia sua formação.

É importante ressaltar a presença de *NC1-9* e *NC2-88*, que se repetem com maior frequência em todos os períodos do dia, sendo predominante no horário da madrugada. Estes núcleos críticos também prevalecem no período da manhã. Já no período da tarde, eles

aparecem duas vezes e *NC1-29* e *NC2-109*, também aparecem nesta frequência. E no período da noite o caso base aparece com maior frequência.

Analisando somente o núcleo crítico da *ACRIT1* e *ACRIT2*, conforme realizado anteriormente, outros núcleos também aparecem em mais de período. *NC1-41* e *NC2-88*, *NC1-41* e *NC2-109*, *NC1-29* e *NC2-109*, *NC1-117* e *NC2-53*, *NC1-117* e *NC2-109*, aparecem de manhã e a noite, de manhã e à tarde, à tarde e à noite, somente à tarde, somente à noite, respectivamente. Já *NC1-41* e *NC2-53* só não ocorrem à tarde.

A barra mais crítica no caso base, que corresponde ao *NC1-41* se repete desta maneira em dez intervalos diferentes e aparece também como *NC3* para A13 e A26.

12.2.3 Conclusões Parciais

O número de formações de áreas diferentes durante um único dia, variaram entre 6 e 8 intervalos para os períodos da madrugada, manhã, tarde e noite.

Alguns núcleos críticos se repetiram ao longo do dia, mesmo após a redução para 28 formações de áreas. A diferença das mesmas ocorre devido as potências geradas pelas renováveis e o fator de carga temporal inserido se equilibrarem para determinados intervalos, levando a pontos de operação equivalentes ou próximos.

A presença dos núcleos críticos *NC1-9* e *NC2-88* são as mais notadas ao se repetirem com maior frequência. E o *NC1-41*, que corresponde ao caso base, também reaparece com frequência.

12.3 Redespacho de Potência Reativa

O algoritmo do PSO foi empregado para efetuar o redespacho de potência reativa com intuito de reduzir as perdas elétricas do sistema. Para esse fim, como o sistema apresentou 28 intervalos que possuem áreas diferentes durante o dia, foram selecionadas 5 cenários para serem representados nesta análise, sendo escolhidos intervalos em períodos distintos do dia. Estes cenários possuem a presença de uma ou de ambas as renováveis e são apresentados da seguinte maneira:

- Cenário 1: corresponde ao intervalo A1, período da madrugada, sem penetração de renováveis e $fc = 0,8922$ pu;
- Cenário 2: corresponde ao intervalo A11, período da manhã, com penetração de ambas as renováveis, $Pg_{wt} = 2,4$ pu e $Pg_{pv} = 0,0768$ pu, e $fc = 1,0406$ pu;
- Cenário 3: corresponde ao intervalo A17, período da tarde, com penetração de ambas as renováveis, $Pg_{wt} = 2,4$ pu e $Pg_{pv} = 1,1744$ pu, e $fc = 0,8614$ pu;
- Cenário 4: corresponde ao intervalo A19, período da tarde, com penetração apenas de geração solar, $Pg_{pv} = 0,2705$ pu, e $fc = 1,2127$ pu;
- Cenário 5: corresponde ao intervalo A22, período da noite, com penetração apenas de geração eólica, $Pg_{wt} = 2,4$ pu, e $fc = 1,3968$ pu.

12.3.1 Identificação das Barras para o Redespacho

Para o sistema IEEE 118 barras foram identificadas as oito barras PQ mais críticas e os correspondentes geradores para o redespacho de potência reativa para cada intervalo selecionado, conforme mostra a Tabela 12.5. Estes geradores podem ser os mesmos para barras diferentes.

Como a potência reativa é um problema local, para todos os intervalos os geradores mais próximos da barra de interesse são os mais efetivos para as perdas ativas.

Tabela 12.5: Identificação das barras críticas e barras de geração

Intervalos	Barras Críticas	Barras de Geração
A1	41, 39, 35, 43, 33, 37, 88, 53	40, 40, 36, 34, 15, 34, 85, 54
A11	41, 53, 109, 108, 58, 52, 39, 106	40, 54, 110, 105, 56, 54, 40, 107
A17	9, 5, 88, 117, 30, 3, 11, 2	10, 4, 85, 12, 8, 1, 12, 1
A19	117, 2, 3, 13, 14, 7, 16, 11	12, 1, 1, 15, 12, 6, 12, 12
A22	29, 14, 28, 2, 3, 16, 13, 20	31, 12, 27, 1, 1, 12, 15, 19

O *NC1* corresponde à barra PQ mais crítica do sistema, e os outros núcleos críticos, *NC2* e *NC3*, podem aparecer entre as barras mais críticas do sistema. Isso é possível, pois as barras que pertencem à mesma área devem possuir conexão, assim as barras de regiões diferentes mesmo sendo mais críticas podem não pertencer a *ACRIT1* (área mais crítica do

sistema). Assim as barras que formam a *ACRIT1* não são necessariamente as mais críticas do sistema, mas são as barras críticas que podem ser agrupadas conforme a barra PQ mais crítica do sistema (*NC1*), respeitando o parâmetro k de partição.

Para o intervalo A1 percebe-se que *NC2* e *NC3* correspondem as sétima e oitava barras com relação à criticidade, enquanto para A11 seus três núcleos críticos são as barras mais críticas do sistema. Já para A17, *NC2* e *NC3* correspondem a terceira e quarta posição, enquanto para A19 e A22, estes dois núcleos críticos não aparecem entre as oito barras.

12.3.2 Redespacho de Potência Reativa para Redução de Perdas

Os resultados para os valores iniciais de perdas elétricas e margem de carga, e os valores pós-otimização são apresentados pela Tabela 12.6. Para determinar os valores de incremento de reativo, foram adotados limites superiores e inferiores para o redespacho de cada gerador, a fim de obter resultados reais. Os valores adotados correspondem ao intervalo de 9 Mvar a 36 Mvar.

O comportamento das perdas de potência reativa no decorrer das iterações do PSO é ilustrado pela Figura 12.23.

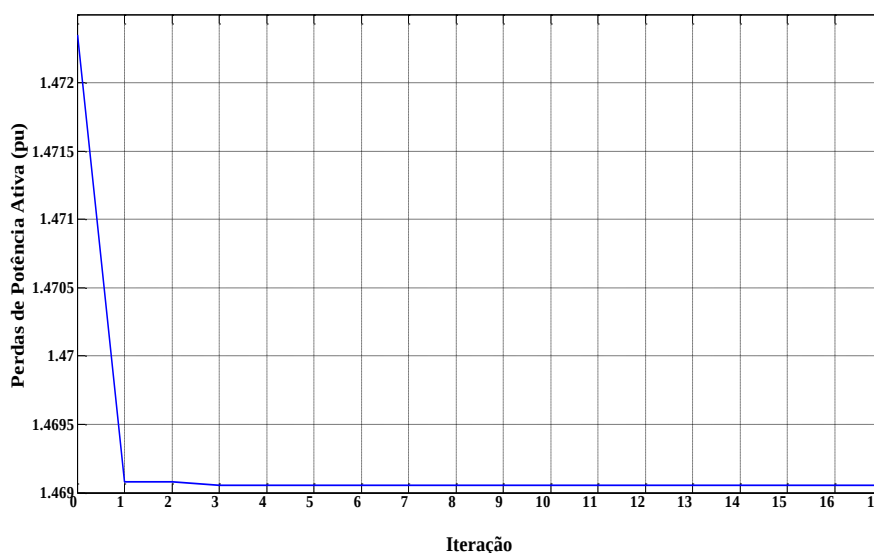


Figura 12.23: Comportamento das perdas durante as iterações

Tabela 12.6: Resultados processo de otimização

FO: Minimização de Perdas		A1	A11	A17	A19	A22
Pré-otimização	Perdas sistêmicas (pu)	1,40058	1,47235	1,37073	2,63705	3,55748
	Margem de carga (pu)	2,02946	1,86541	2,12143	1,41962	1,23357
Pós-otimização	Perdas sistêmicas (pu)	1,39076	1,46905	1,36297	2,63449	3,55069
	Margem de carga (pu)	2,03043	1,89265	2,20989	1,42162	1,23470
	Redução de perdas sistêmicas (pu)	0,00982	0,00330	0,00776	0,00257	0,00678
	Aumento da margem de carga (pu)	0,00097	0,02724	0,08846	0,00201	0,00113
	Total do incremento de reativo (pu)	2,00261	2,00842	1,37647	1,16579	1,35000
		0,36000	0,36000	0,12749	0,09000	0,09000
		0,36000	0,36000	0,09000	0,36000	0,09000
	Incremento de potência reativa (pu)	0,20261	0,36000	0,36000	0,36000	0,09000
		0,36000	0,36000	0,09000	0,35579	0,36000
		0,36000	0,36000	0,36000	-	0,36000
		0,36000	0,20842	0,34897	-	0,36000
	Benefício de redespatcho (pu)	0,00049	0,01356	0,06427	0,00172	0,00084

A partir da Tabela 12.6 é possível verificar que o redespacho efetuado em todos os intervalos atingiu o objetivo de redução de perdas para o sistema. Como o redespacho foi efetuado para configurações diferentes do sistema, em cenários com a presença ou não de geração renovável e um fator de carga que modifica o perfil de carregamento do sistema no decorrer do tempo, não pode se concluir de forma direta qual seria o intervalo que apresentou melhor resultado. Logo, cada cenário possui necessidades diferentes a serem supridas conforme suas considerações. Além de um aumento de reativo em uma determinada área pode levar ao aumento das perdas no sistema, visto que o SEP é não linear.

Assim, o redespacho A1 obteve maior redução de perdas em relação a sua configuração, enquanto, o A17 apresentou maior aumento de margem de carga.

Uma comparação pode ser efetuada por meio do benefício de redespacho, como o incremento para cada gerador foi limitado. Este benefício corresponde à razão entre o aumento de margem pelo total de incremento de redespacho, representando um ganho para o sistema. Nesta perspectiva, comparando os ganhos para cada sistema o A17 apresentou benefício superior.

12.3.3 Curvas PV

As curvas PV foram traçadas para as barras críticas identificadas na Tabela 12.5 para cada intervalo e na Tabela 12.3 para o caso base. Os resultados para o sistema no caso base são mostrados pela Figura 12.24 e para cada intervalo antes e após o redespacho de potência reativa pelas Figura 12.25 a Figura 12.34. Estas barras foram dispostas em ordem decrescente de sensibilidade na legenda.

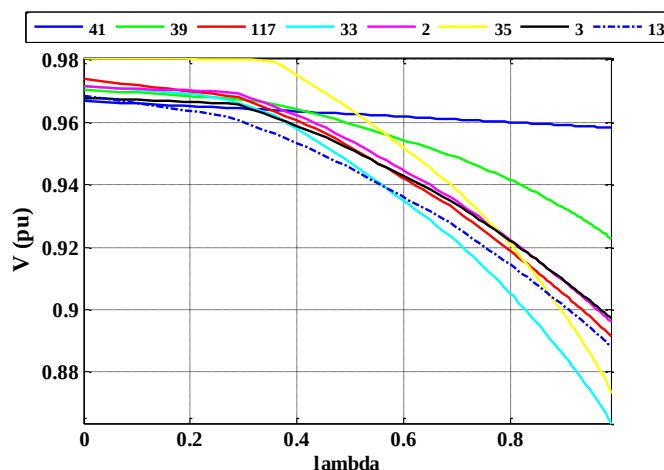


Figura 12.24: Curvas PV – Caso base

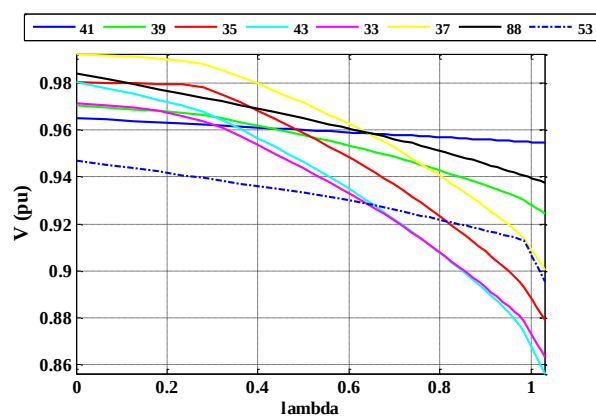


Figura 12.25: Curvas PV – A1, pré-redespacho

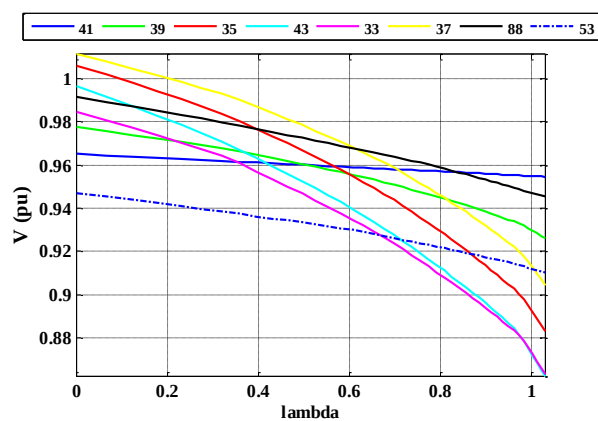


Figura 12.26: Curvas PV – A1, pós-redespacho

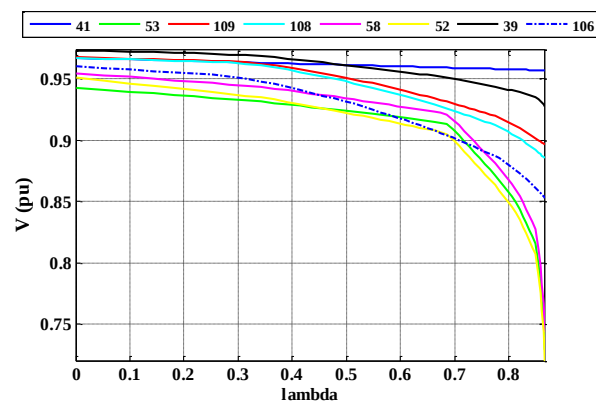


Figura 12.27: Curvas PV – A11, pré-redespacho

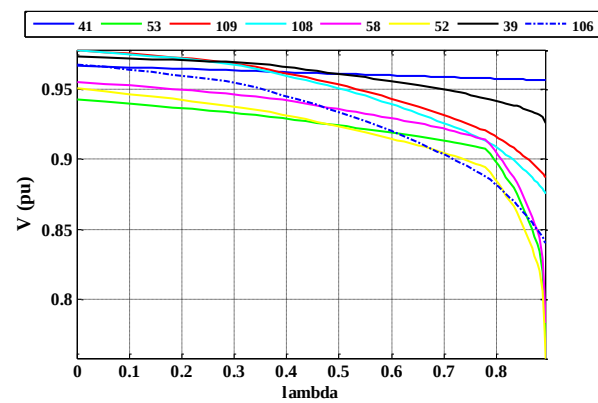


Figura 12.28: Curvas PV – A11, pós-redespacho

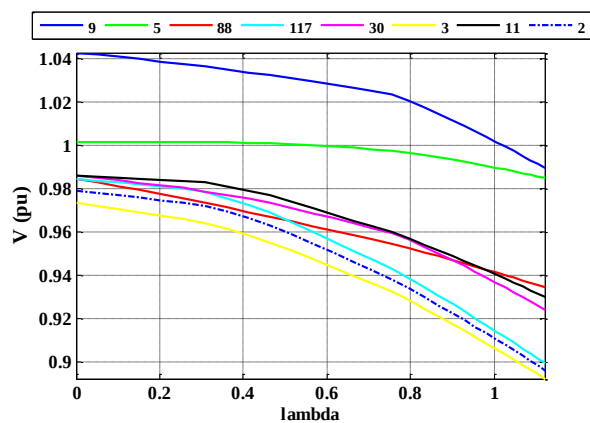


Figura 12.29: Curvas PV – A17, pré-redespacho

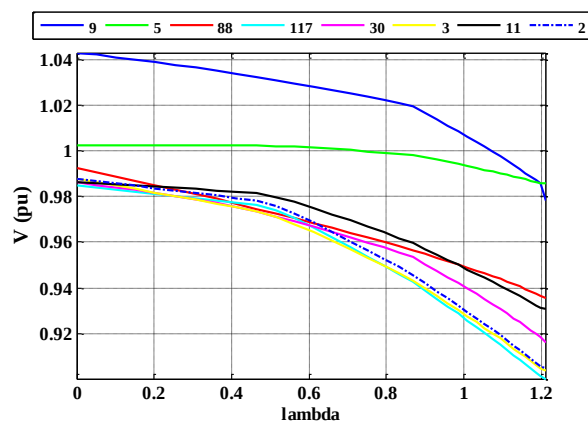


Figura 12.30: Curvas PV – A17, pós-redespacho

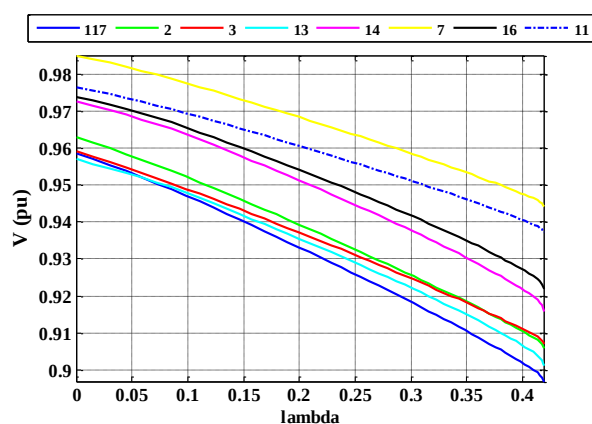


Figura 12.31: Curvas PV – A19, pré-redespacho

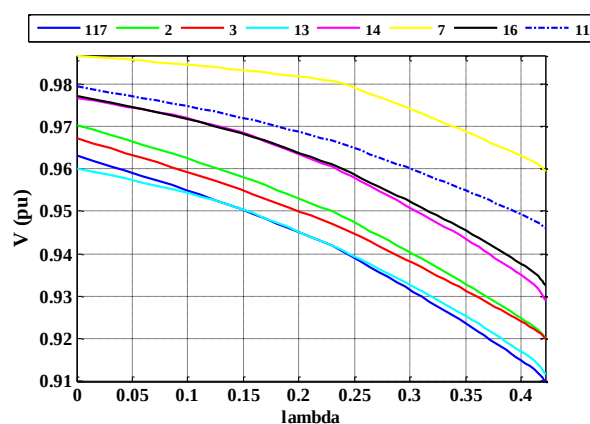


Figura 12.32: Curvas PV – A19, pós-redespacho

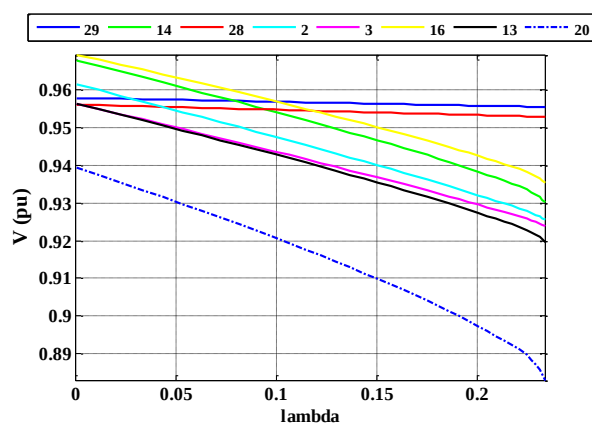


Figura 12.33: Curvas PV – A22, pré-redespacho

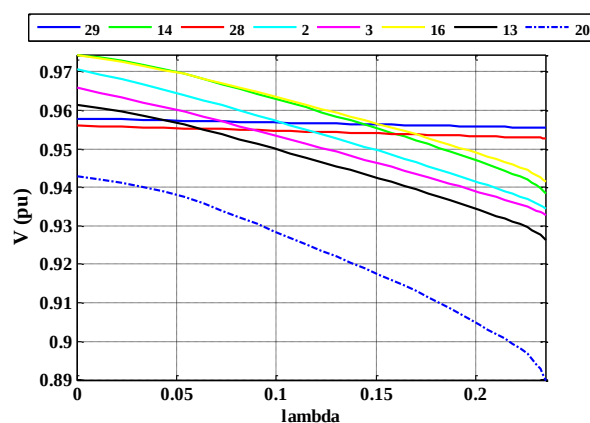


Figura 12.34: Curvas PV – A22, pós-redespacho

Nota-se que a margem de carga aumentou para todos os intervalos após o redespacho respeitando o limite de tensão superior, 1,05 pu. Assim, verifica-se o comportamento das tensões de acordo com o aumento da geração e da carga, e as novas margens de carga do sistema são visualizadas.

O caso base apresentou uma margem de carga igual 1,9880 pu. Os intervalos que possuem o f_c maior que 1 pu, neste caso A11, A19 e A22 apresentaram uma redução da margem de carga com relação ao caso base, mesmo após a compensação. No entanto, os A1 e A17 por terem valores inferiores, as margens foram maiores. O cenário A22 apresentou maior redução da margem de carga com relação ao caso base. Os valores do sistema no caso base e para os intervalos antes da compensação são mostrados pela Tabela 12.7.

Tabela 12.7: Comparação entre a margem de carga para o caso base e para cada intervalo antes da compensação

Intervalos	Margem de carga ativa inicial (pu)	Aumento da margem de carga inicial (pu)
Caso Base	1,98795	-
A1	2,02946	0,04151
A11	1,86541	-0,12254
A17	2,12143	0,13348
A19	1,41962	-0,56833
A22	1,23357	-0,75438

É importante ressaltar que a presença das renováveis aumenta também a margem de carga, como a mesma é considerada com “carga negativa” no fluxo de potência, deste modo a quantidade de potência consumida nas barras de alocação é reduzida. Porém, como a influência do fator de carga temporal é superior devido ao tamanho do sistema de transmissão, a influência das mesmas não é diretamente visível. Para esse fim, os resultados apresentados no capítulo 8 faz a consideração de um cenário somente com fontes renováveis.

12.3.4 Curvas QV

As barras mais críticas já foram identificadas pelas Tabela 12.3 e Tabela 12.5 para o caso base (A0) e para cada intervalo, respectivamente, e para reforçar foram apresentadas na Tabela 12.8.

Tabela 12.8: Resultados das margens de carga reativa para cada intervalo pré e pós redespacho

Intervalos	A0	A1	A11	A17	A19	A22
Barras críticas	41	41	41	9	117	29

Os valores de margem de carga reativa foram determinados para cada intervalo antes da compensação e para as barras críticas associadas aos mesmos no caso base, conforme mostra a Tabela 12.9.

A comparação das barras críticas em relação ao caso base é apresentada pela Tabela 12.10.

Tabela 12.9: Resultados das margens de carga reativa para o caso base e para os intervalos antes da compensação

Barras Críticas	Margem de carga reativa inicial (pu)					
	A0	A1	A11	A17	A19	A22
41	-4,35951	-4,43132	-4,52346	-	-	-
9	-5,97804	-	-	-6,00551	-	-
117	-1,48549	-	-	-	-1,40359	-
29	-4,67670	-	-	-	-	-4,41537

Tabela 12.10: Comparação entre as margens de carga reativa para os caso base e intervalos iniciais

Intervalos	Aumento da margem de carga inicial (pu)
A1	-0,07181
A11	-0,16395
A17	-0,02747
A19	0,08190
A22	0,26133

Analisando os resultados obtidos pelas mesmas barras críticas avaliadas para cada intervalo no caso base, percebe-se que margem de carga reativa destas barras aumentou para os três primeiros cenários A1, A11 e A17, enquanto para A19 e A22 diminuiu, devido ao valor de f_c ser superior a 1 pu. Entre estes dois cenários o A22 diminui mais a margem de reativo, tal como seu f_c é maior que A19. Já o cenário A11 aumentou sua margem mesmo tendo um f_c 4% superior.

Os valores de margem de carga reativa também foram determinados para estas barras críticas de acordo com o intervalo após a compensação, tal como mostra a Tabela 12.11.

Tabela 12.11: Resultados das margens de carga reativa para cada intervalo pré e pós redespatcho

Intervalos	A1	A11	A17	A19	A22
Margem de carga reativa inicial (pu)	-4,43132	-4,52346	-6,00551	-1,40359	-4,41537
Margem de carga reativa pós-otimização (pu)	-4,58260	-4,64384	-6,19161	-1,43564	-4,47146
Aumento da margem de carga reativa (pu)	-0,15128	-0,12038	-0,18609	-0,03206	-0,05609

Nota-se que para todos os intervalos as margens de carga reativas aumentaram após o redespacho em relação aos valores antes da compensação, sendo que o aumento maior ocorreu em A17, que possui ambas as renováveis participando e um fator de carga temporal abaixo de 1 pu. Entretanto, os intervalos que apresentaram f_c acima de 1 pu, exceto A11, tiveram um aumento menor que 6%. Além disso, mesmo após a compensação os valores da margem de carga reativa pra A19 e A22 continuaram inferiores ao caso base.

Este comportamento das curvas QV para a barra mais crítica de cada intervalo antes e após o redespacho de potência reativa e para as mesmas no caso base é ilustrado pelas Figura 12.35 a Figura 12.39.

Um aspecto importante observado é o deslocamento da curva QV de acordo com a variação da margem de carga reativa para as barras. E como as barras são do tipo PQ, o ponto de operação se localiza no eixo da tensão, do lado estável da curva.

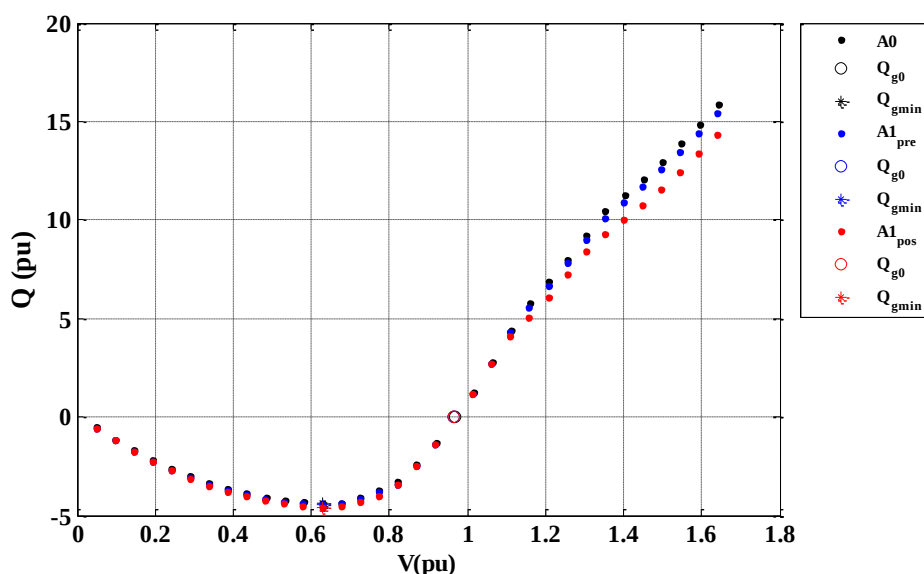


Figura 12.35: Curvas QV – A0, A1 pré e pós redespacho

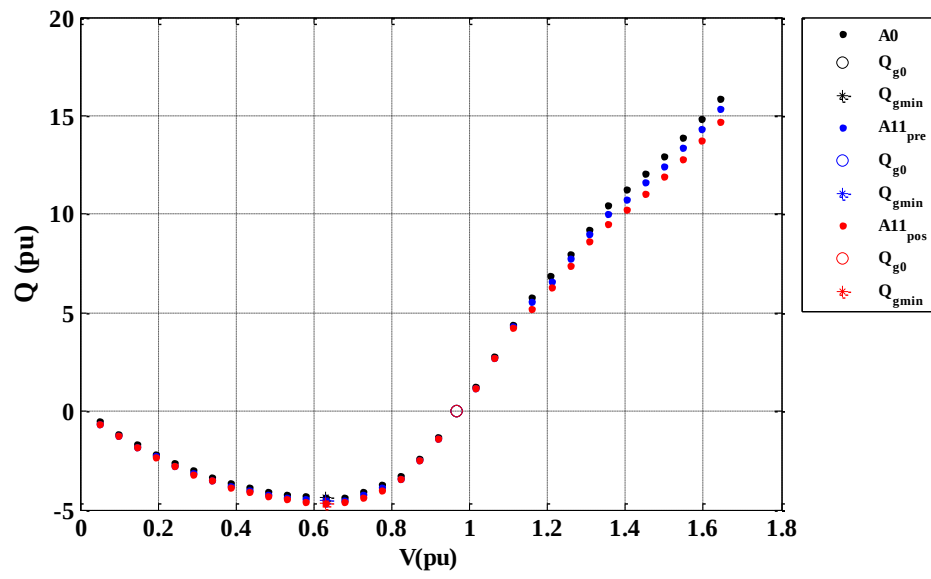


Figura 12.36: Curvas QV – A0, A11 pré e pós redespacho

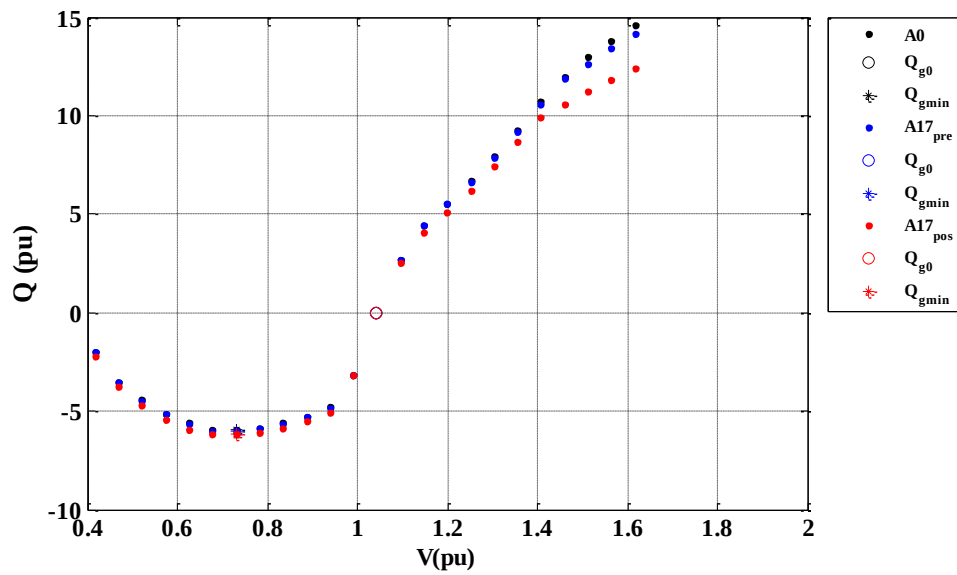


Figura 12.37: Curvas QV – A0, A17 pré e pós redespacho

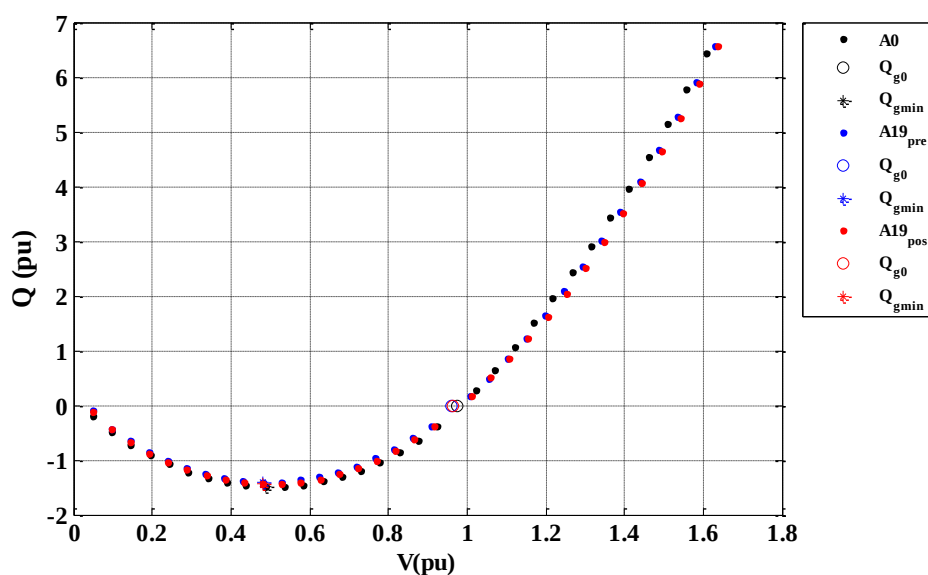


Figura 12.38: Curvas QV – A0, A19 pré e pós redespacho

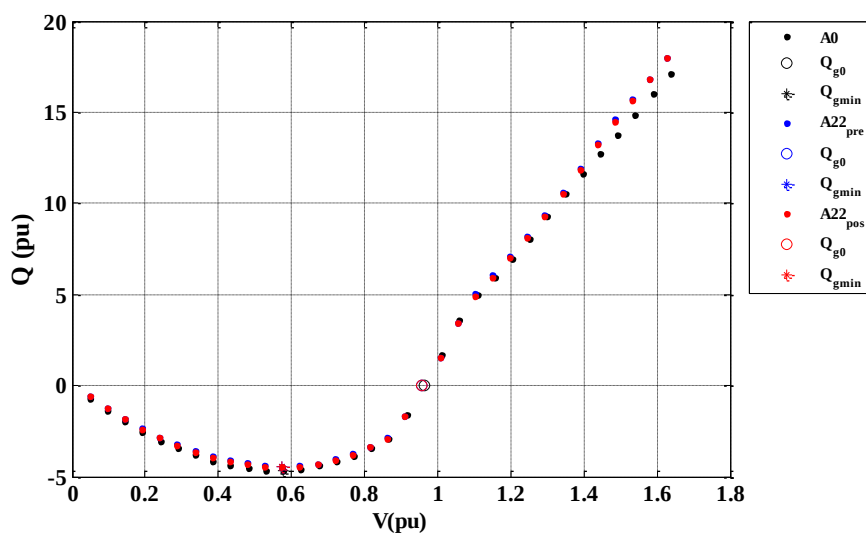


Figura 12.39: Curvas QV – A0, A22 pré e pós redespacho

12.3.5 Conclusões Parciais

Os resultados mostram que o redespacho eficaz de potência reativa para redução de perdas pode ser efetuado por meio do fornecimento dos geradores mais apropriados para o PSO. Estas diferentes informações combinadas, ajudam o PSO a encontrar a melhor solução, visto que os geradores mais adequados são fornecidos como dados iniciais para a otimização.

Para todos os intervalos a função objetivo foi atingida. Mas como as configurações para cada intervalo adotado nesta análise são diferentes, não há uma conclusão direta de qual seria o gerador mais eficiente, visto que cada sistema apresenta necessidades diferentes a serem supridas, além da potência gerada está sendo modificada pelo fator de carga temporal e a potência consumida pela penetração de geração renovável.

Como o incremento de potência reativa foi limitado em valores comerciais, uma comparação pode ser efetuada por meio do benefício de redespacho. Neste sentido, o A17 apresentou benefício superior.

A redução das perdas de potência ativa a partir do redespacho de potência reativa pode ocorrer com a redução da circulação de potência reativa na rede, porém isso nem sempre é possível devido à violação dos limites inferiores de tensão. Diante disso, para a melhoria dos níveis de tensão, o incremento foi para aumentar o redespacho dos geradores.

Os estudos aplicando os índices de colapso de tensão, curvas PV e QV, facilitam a avaliação das condições de operação referente à margem de segurança de tensão, auxiliando no planejamento do sistema. Utilizando a curva PV é possível quantificar o quão longe o sistema está do colapso, enquanto a curva QV fornece o quanto cada barra está próxima da região de instabilidade.

Para todos os cenários as margens de potência ativa e reativa aumentaram após a compensação. Comparando os valores obtidos para cada cenário após o incremento de reativo com os valores do caso base, observa-se que A11, A19 e A22 ainda apresentaram uma redução das margens de carga ativa, enquanto as margens de carga reativa também para A19 e A22 continuaram inferiores.

12.4 Função Energia

A função energia potencial da solução de baixa tensão, associada à barra mais crítica do sistema, foi determinada para cada um dos intervalos selecionados (A1, A11, A17, A19 e A22) e para o caso base, realizada na condição inicial de cada cenário. Diante disso, regiões de vulnerabilidade do sistema podem ser definidas e a robustez do sistema avaliada. Além de verificar a coerências das áreas críticas determinadas com auxílio do vetor tangente, que será mais facilmente visualizado na explicação do intervalo A11.

12.4.1 Caso Base

Para o sistema 118 barras no caso base, sem as considerações de fontes renováveis e do fator de carregamento temporal, foram encontradas as soluções estável e instável. A solução instável foi associada à solução de baixa tensão do *NC1-41*.

As soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.40, sendo visível o afundamento da tensão para esta barra crítica associada ao cálculo da solução de baixa tensão.

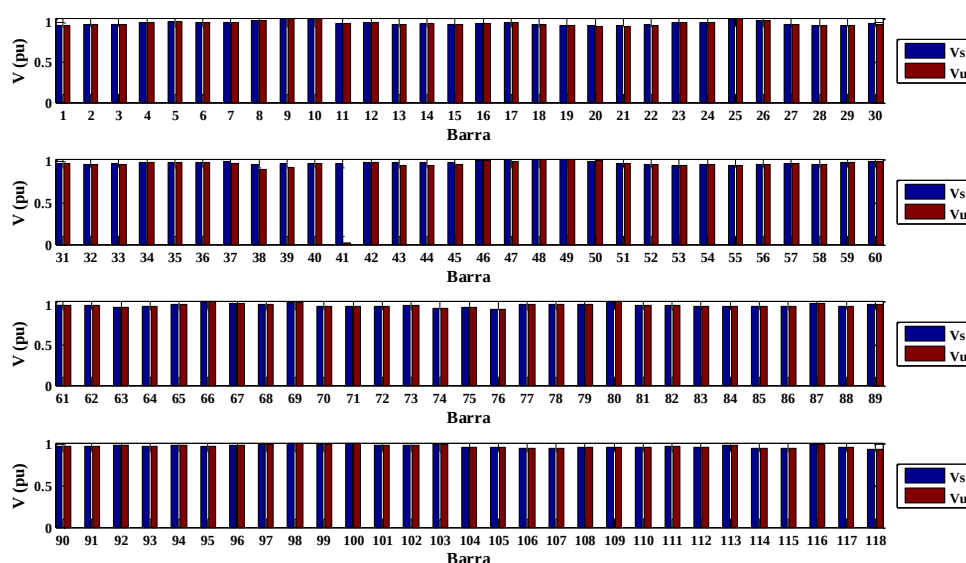


Figura 12.40: V^s e V^u – Caso Base

Os resultados da energia potencial da solução de baixa tensão para o sistema no caso base e para as áreas identificadas com o auxílio do VT são apresentados pela Tabela 12.12.

Tabela 12.12: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – Caso Base

$E_p - \text{Sistema}$	3074,40
$E_p - \text{ACRIT1}$	895,76
$E_p - \text{ACRIT2}$	749,11
$E_p - \text{ACRIT3}$	1256,03

Os valores da energia potencial para cada barra podem ser vistos na Figura 12.41. Nota-se que o valor de E_p é coerente com a indicação da barra mais crítica do sistema

apresentada no *ranking* do VT pela Tabela 12.13. Estes valores representados pelas Figura 12.41 e Tabela 12.13 estão em ordem de criticidade sob o ponto de vista do colapso de tensão.

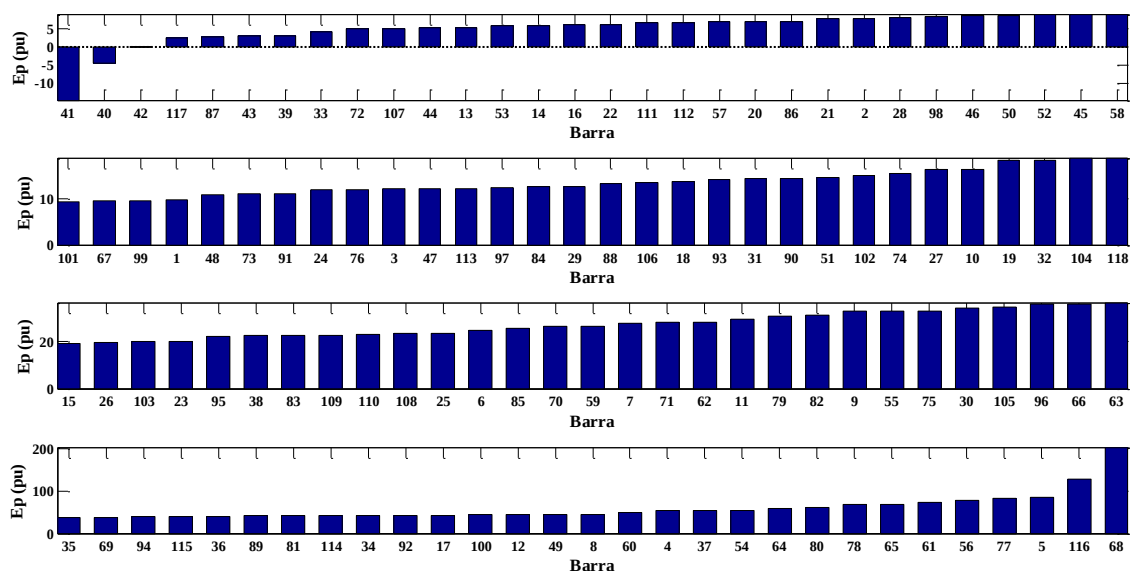


Figura 12.41: E_p – Caso Base

Tabela 12.13: *Ranking* do VT – Caso Base

VT - Caso Base	41	40	39	42	1	117	33	19	15	2	36	35	3	13	18	14	34
	20	16	43	12	29	37	31	7	11	6	28	21	113	17	115	114	32
	27	112	53	4	44	55	5	56	54	22	52	58	107	45	57	38	51
	110	109	30	108	111	46	106	50	105	8	59	24	23	104	48	72	76
	47	49	74	118	73	71	70	63	75	60	103	62	61	64	67	89	99
	9	78	25	77	79	82	95	100	96	98	66	116	94	97	83	65	68
	26	101	81	88	80	10	93	84	86	87	92	102	85	91	90		

Nota-se que quanto menor é o nível de energia de determinada barra, mais crítica será a mesma. Por outro lado, quanto maior for este índice, essa será mais robusta. A barra PQ mais crítica do sistema é indicada por ambos os índices, VT e E_p , como sendo a barra 41. E de acordo com E_p as barras mais robustas seriam a 68, 116 e 5.

O cálculo de E_p mesmo apresentando algumas barras em posições de criticidade equivalentes as do VT, não representa um índice que indica um *ranking* de barras críticas, mas como uma medida de robustez do sistema. Por meio de seus valores é possível mapear as áreas de acordo com a robustez das barras, em regiões mais e menos vulneráveis.

Os grupos de barras de acordo com uma faixa de valores de energia estabelecidos foram separados em intervalos correspondentes: mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), sendo Grupo 1, 2 e 3 respectivamente, conforme ilustra Figura 12.42. Assim, os grupos são ordenados de acordo com a criticidade das barras que os compõem, sendo formados por 53, 33 e 32 barras, respectivamente.

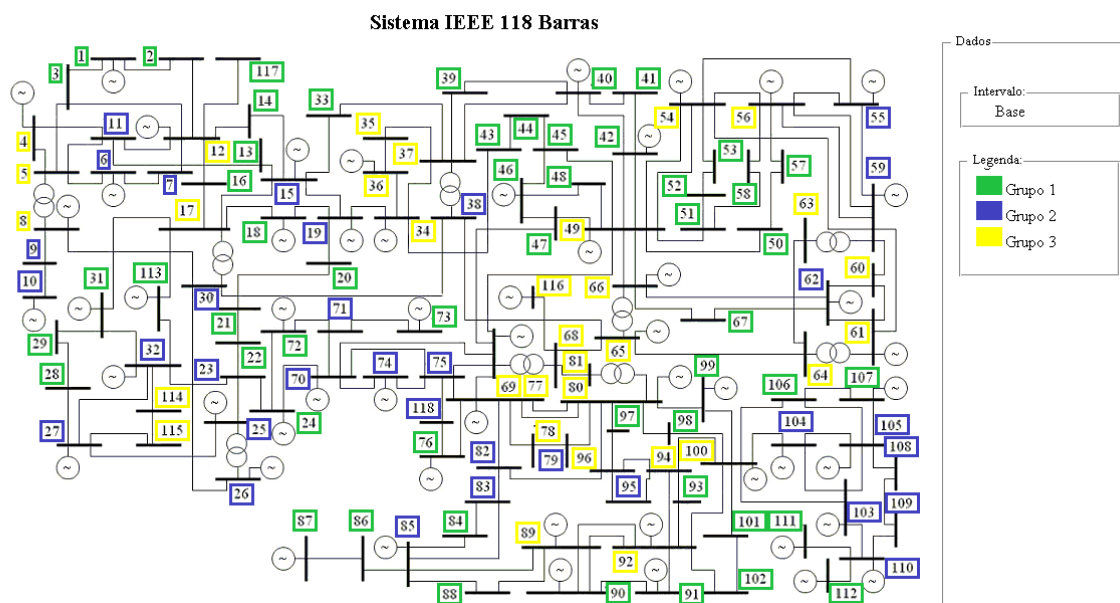


Figura 12.42: Grupos de barras E_p – Caso Base

Para uma melhor visualização dos resultados, um mapa de cores é criado a partir do valor de função energia da solução instável, que é utilizada como peso para determinar a influência de uma barra sobre a outra. Assim, o mapa de regiões de robustez é representado pela Figura 12.43. E para auxiliar no entendimento do mesmo, a Figura 12.44 mostra as curvas de níveis das regiões.

Observa-se que o quanto mais azul é a região, mais robusta é a mesma, entretanto, a região é mais crítica quanto mais amarela for sua cor. Observa-se nestas regiões azuis a presença de barras PV mais robustas.

Comparando a formação de áreas ilustrada pela Figura 12.8 e Figura 12.43 pode-se observar a coerências das áreas encontradas por ambas as metodologias.

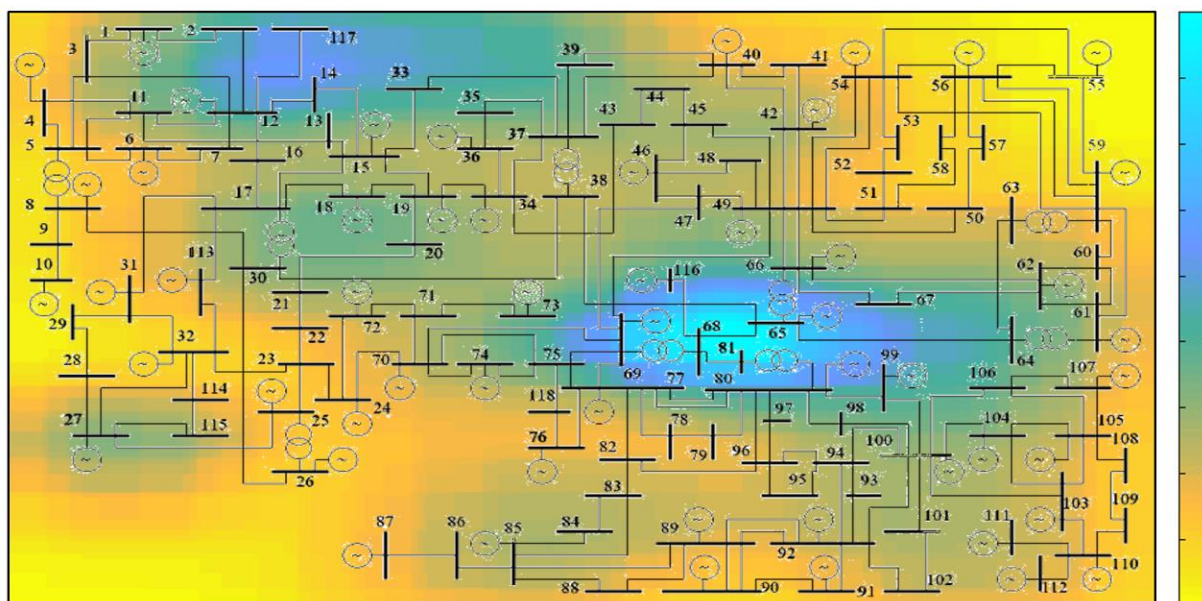


Figura 12.43: Regiões de vulnerabilidade – Caso base

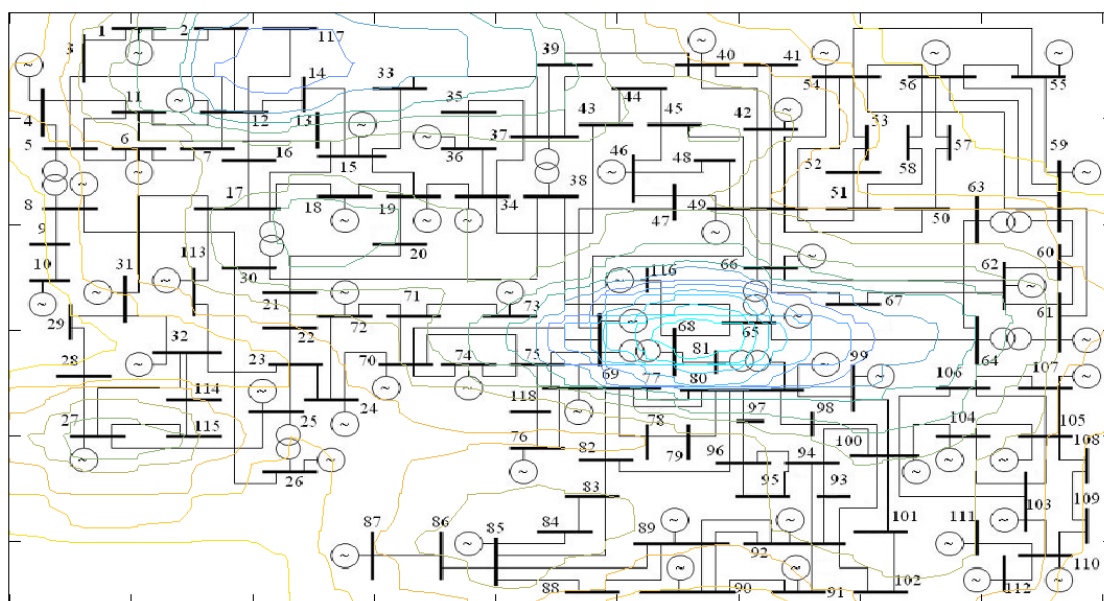
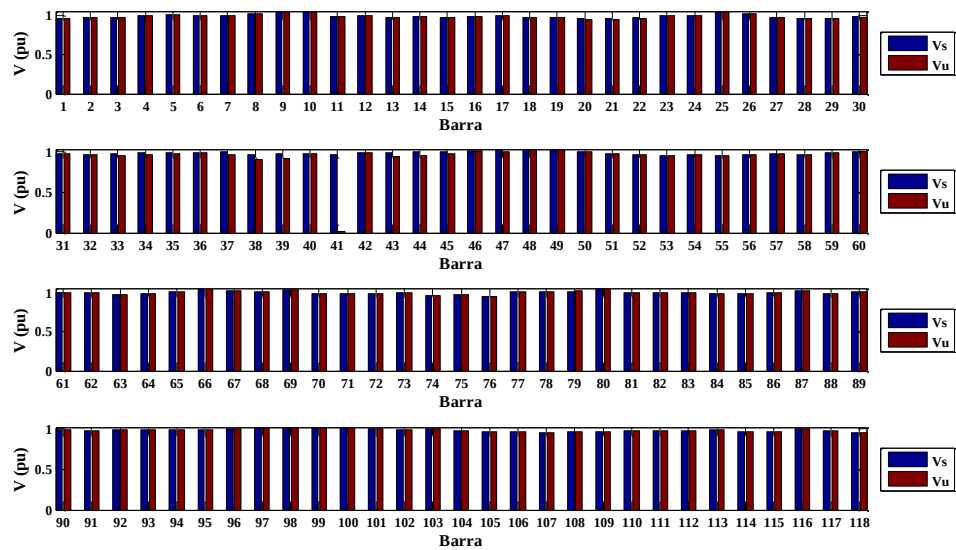


Figura 12.44: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – Caso base

12.4.2 Cenário 1 – A1

Para o Cenário 1 na sua condição inicial, sem penetração de renováveis e f_c menor que 1 pu, a solução de baixa tensão foi calculada para o NC1-41. As soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.45.

Figura 12.45: V^s e V^u – A1

A energia potencial para cada barra é apresentada pela Figura 12.46. Observa-se que NC-41 foi equivalente ao determinado pelo VT, como mostra a Tabela 12.14.

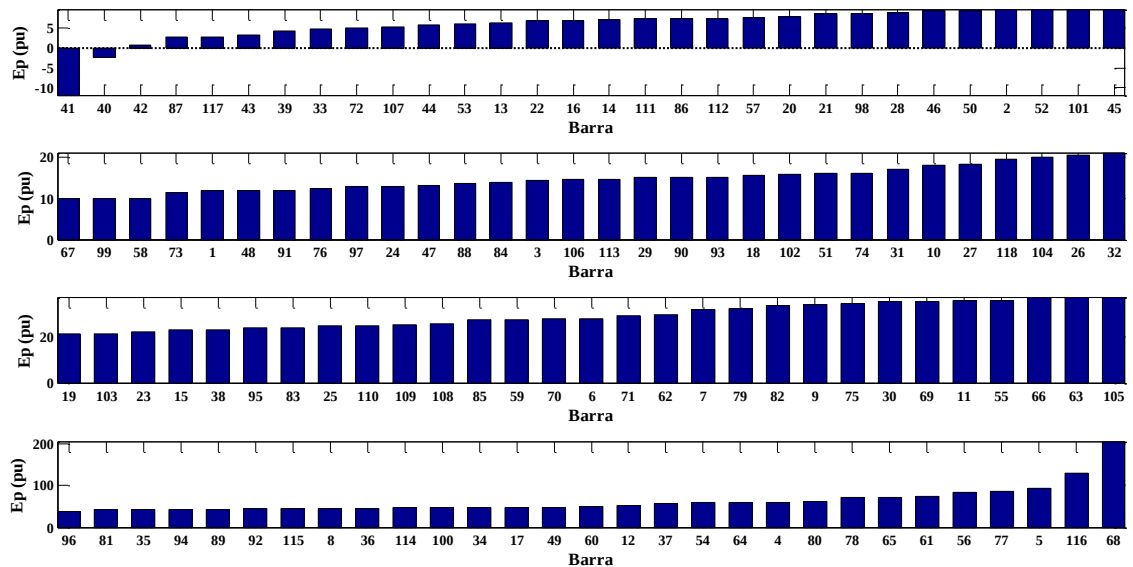
Figura 12.46: E_p – A1

Tabela 12.14: Ranking do VT – A1

VT – A1	41	40	42	39	89	10	36	35	43	33	34	37	19	15	18	88	53
	20	117	112	1	55	44	13	56	14	54	2	29	31	52	16	58	3
	12	21	28	45	7	57	51	11	92	113	17	114	115	6	107	32	90
	91	27	26	85	74	110	102	76	46	118	22	38	9	87	109	50	4
	86	73	71	75	108	70	84	5	25	111	93	59	72	48	47	106	105
	101	49	24	30	104	94	83	100	63	82	80	23	95	66	96	60	97
	62	98	65	99	61	81	64	8	67	78	103	77	79	68	116		

A energia potencial da SBT foi calculada e os valores para o sistema e para cada área crítica foram apresentados pela Tabela 12.15.

Tabela 12.15: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – A1

$E_p - \text{Sistema}$	3301,16
$E_p - \text{ACRIT1}$	946,63
$E_p - \text{ACRIT2}$	1210,00
$E_p - \text{ACRIT3}$	922,37

Os grupos de acordo com a criticidade das barras apresentadas pelas E_p foram ilustrados pela Figura 12.47, sendo divididos em intervalos de mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), respectivamente, Grupo 1, 2 e 3. Os grupos correspondem a 46, 36 e 36 barras.

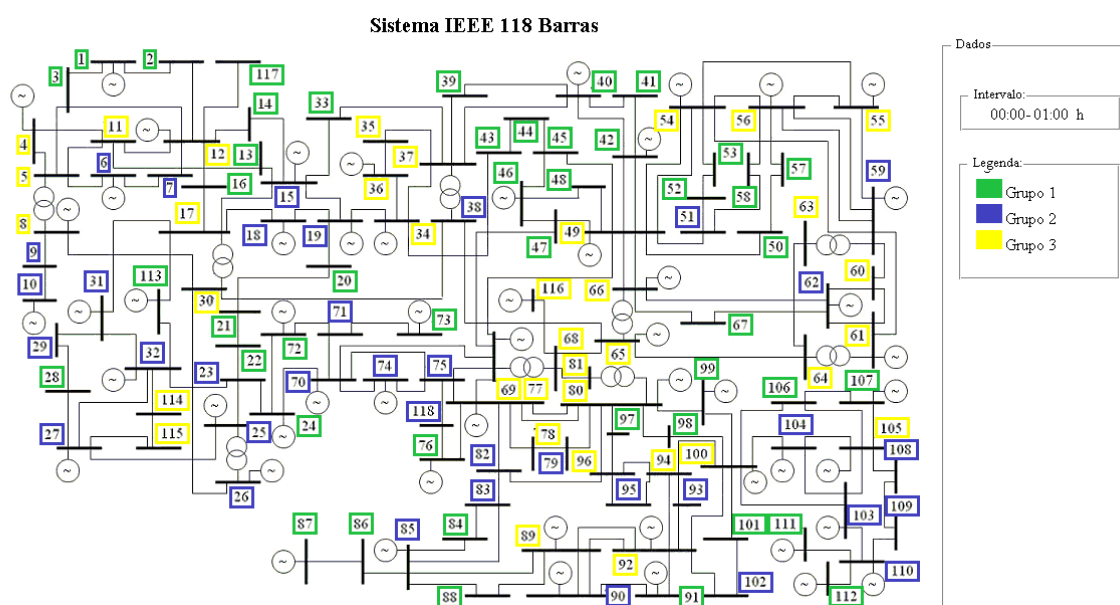


Figura 12.47: Grupos de barras E_p – A1

O mapa de cores referente à influência das barras mais robustas foi determinado e suas curvas de nível também, sendo representados pelas Figura 12.48 e Figura 12.49. Assim também sendo possível ver a coerência das metodologias.

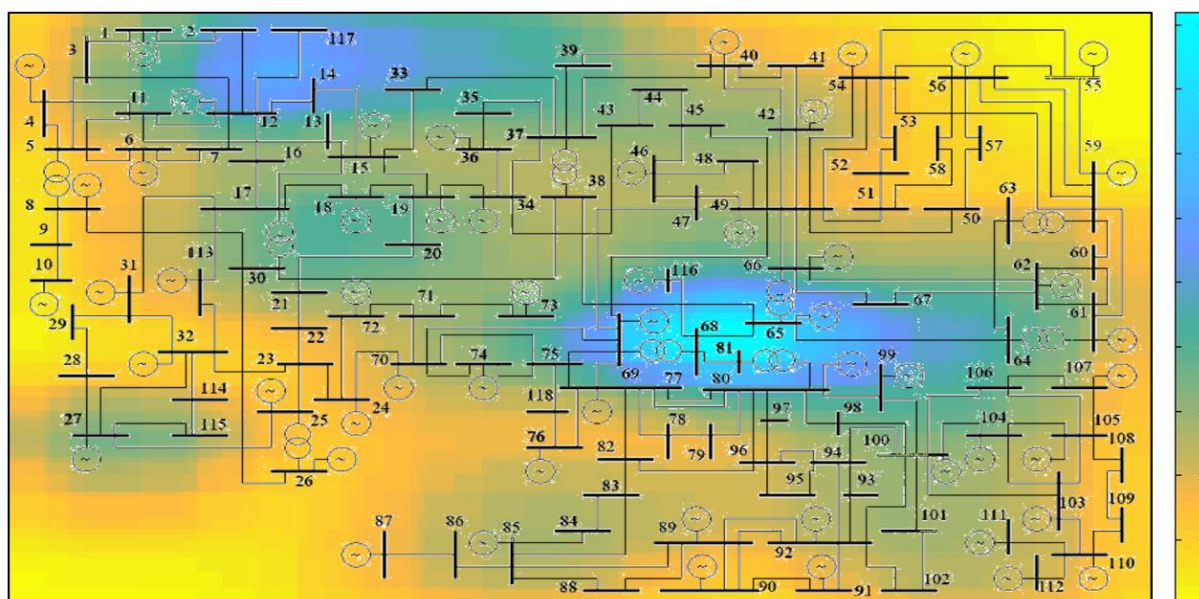


Figura 12.48: Regiões de vulnerabilidade – A1

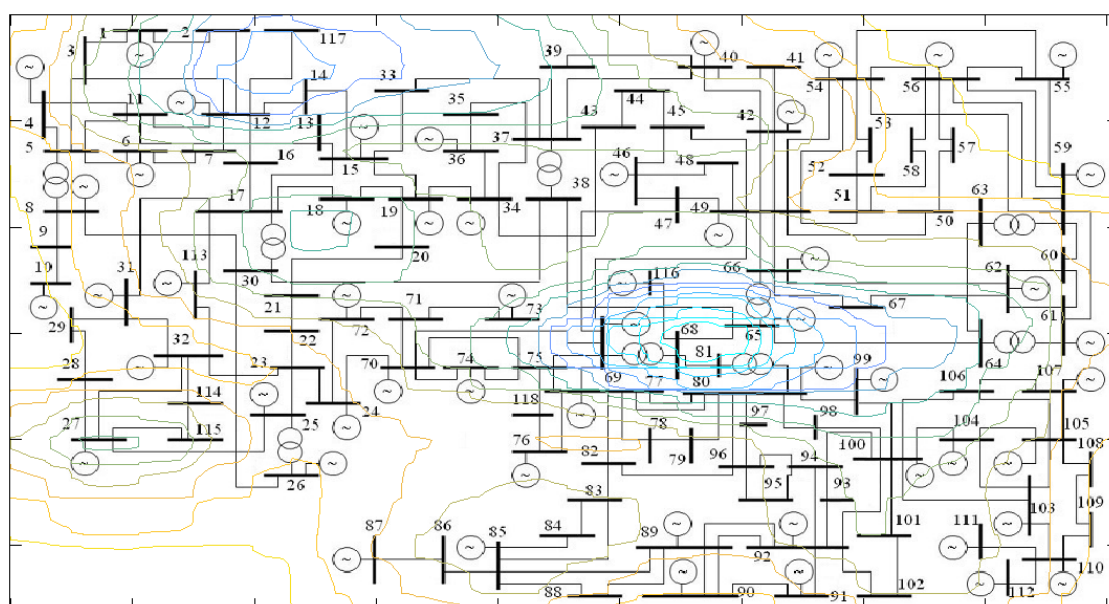
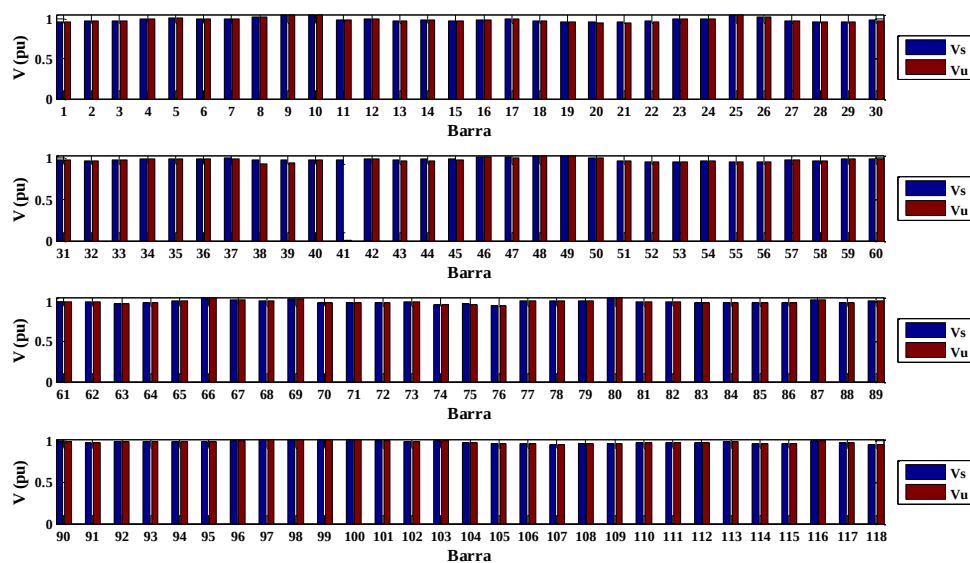


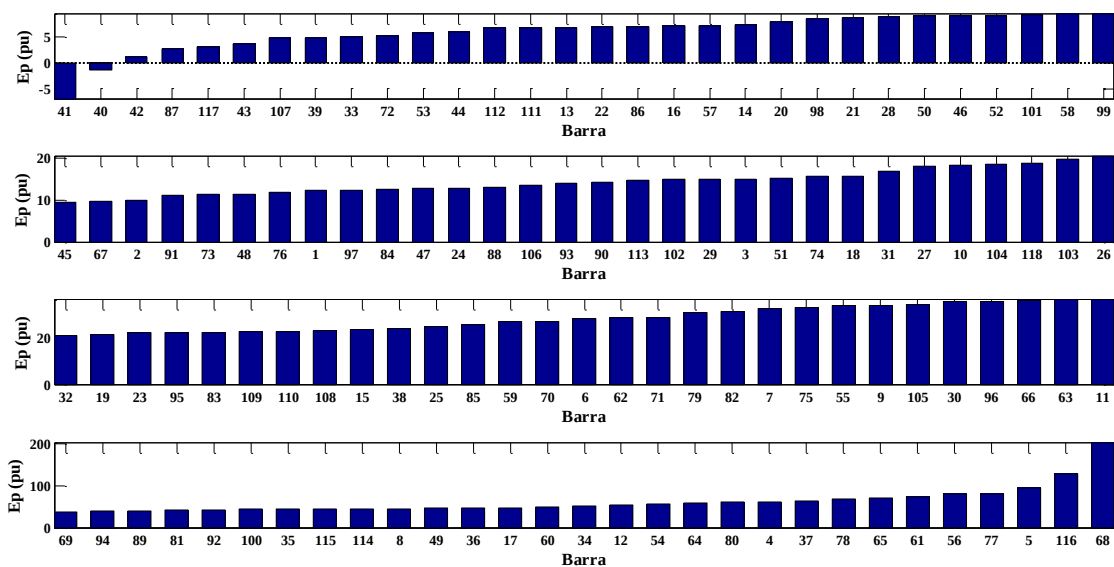
Figura 12.49: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A1

12.4.3 Cenário 2 – A11

Para o Cenário 2 na sua condição inicial, com a presença de ambas as gerações renováveis e f_c ligeiramente maior que 1 pu, apresentou a formação de áreas com pequenas diferenças em relação ao caso base. Assim a solução de baixa tensão foi calculada para o NC1-41, barra PQ mais crítica, e as soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.50.

Figura 12.50: V^s e V^u – A11

A energia potencial para cada barra é apresentada pela Figura 12.51. Para este cenário, NC1-41 também foi equivalente ao determinado pelo VT, como mostra a Tabela 12.16.

Figura 12.51: E_p – A11Tabela 12.16: *Ranking* do VT – A11

VT – A11	112	107	42	110	41	40	53	109	55	56	54	108	111	58	52	39	106
	105	10	43	57	51	44	104	36	35	45	34	19	29	31	18	20	37
	15	28	33	115	114	59	76	46	21	32	50	27	118	74	103	113	14
	17	16	48	1	13	22	75	47	12	2	7	49	3	73	11	6	71
	70	38	72	117	63	60	9	62	99	61	89	26	4	24	100	95	78
	5	64	82	77	96	79	98	94	67	30	23	83	101	97	25	93	116
	86	84	80	81	68	87	88	66	102	65	92	85	91	90	8		

As energias potenciais da SBT para o sistema e para cada área crítica foram apresentadas pela Tabela 12.17.

Tabela 12.17: Resultados da função energia potencial da SBT 41 – A11

$E_p - \text{Sistema}$	3252,56
$E_p - \text{ACRIT1}$	1063,03
$E_p - \text{ACRIT2}$	727,87
$E_p - \text{ACRIT3}$	1257,54

As E_p apresentadas para as barras foram divididas em grupo grupos de acordo com a criticidade das mesmas. Os grupos foram separados conforme os intervalos de mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), respectivamente, Grupo 1, 2 e 3, sendo ilustrados pela Figura 12.52. Estes grupos correspondem a 49, 35 e 34 barras.

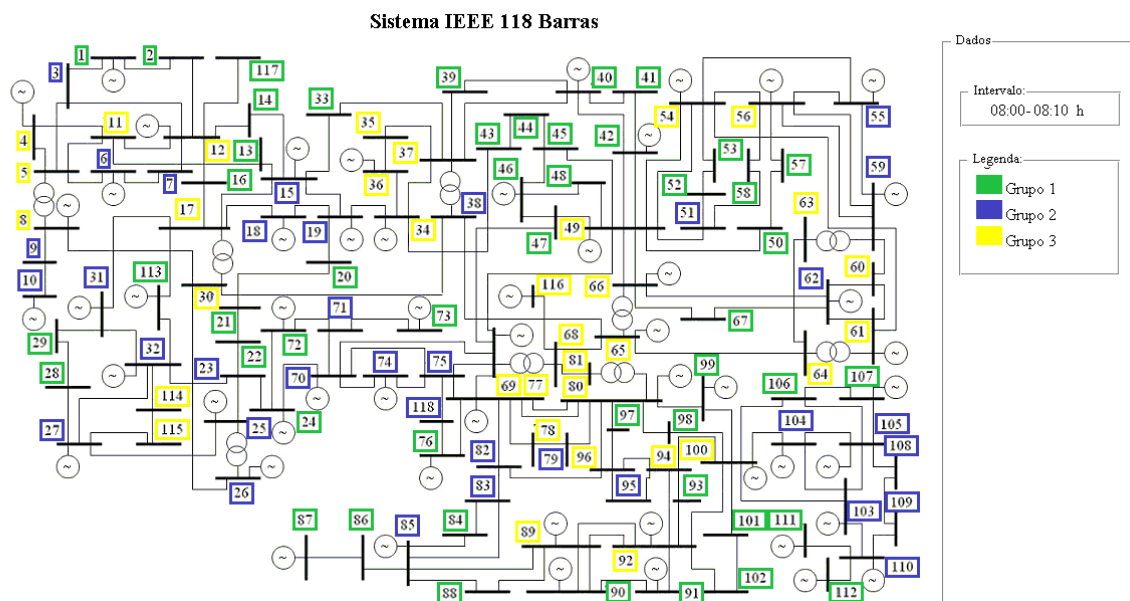


Figura 12.52: Grupos de barras E_p – A11

Para uma melhor visualização dos resultados, uma superfície foi criada utilizando a função energia potencial instável de cada barra como peso para determinar a influência de uma barra sobre a outra, logo definindo o mapa de cores, que é ilustrado pela Figura 12.53 e

suas curvas de níveis pela Figura 12.54. Lembrando que quanto mais azul, mais robusta é a região, caso contrário mais crítica é a mesma.

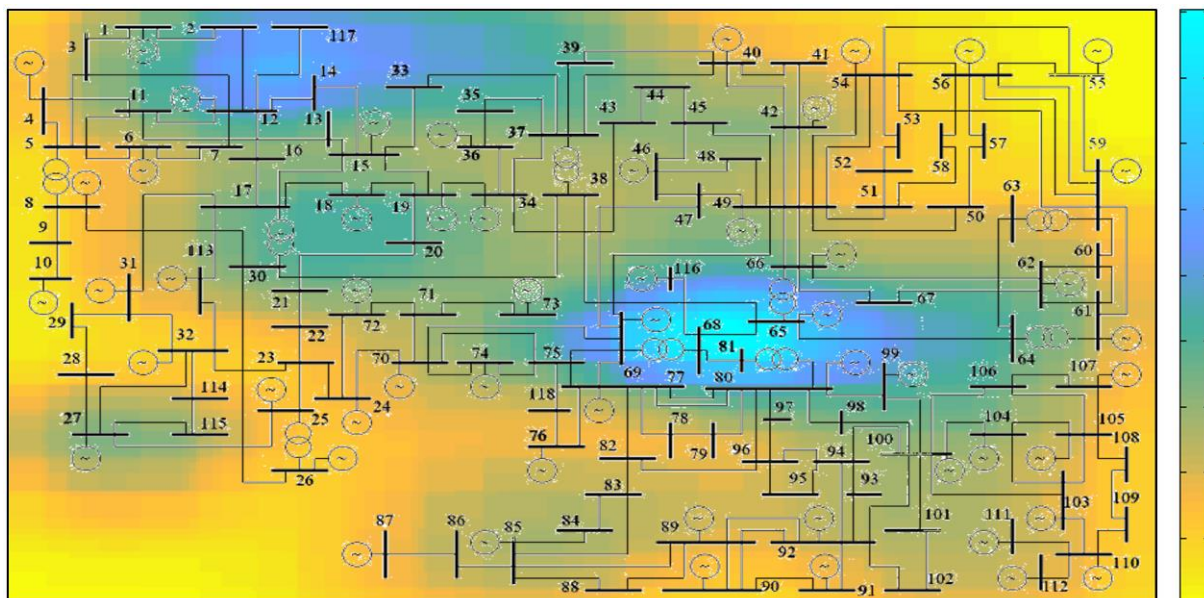


Figura 12.53: Regiões de vulnerabilidade – A11

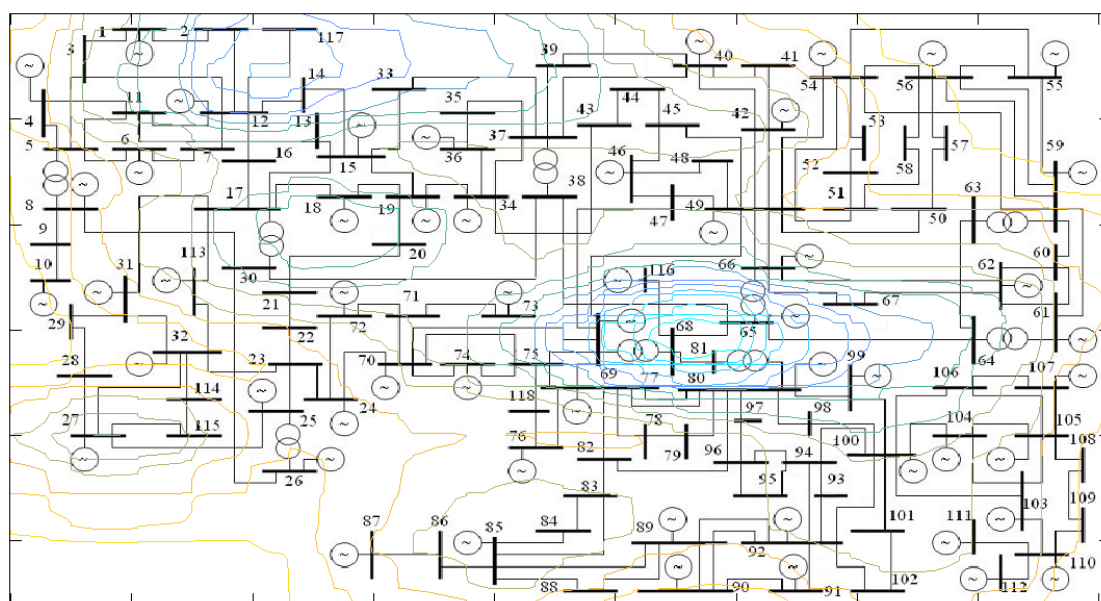


Figura 12.54: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A11

Ao comparar as regiões determinadas com auxílio do vetor tangente como visto pela Figura 12.55 e as regiões utilizando a função energia conforme a Figura 12.56, é possível observar a coerência de ambas as metodologias.

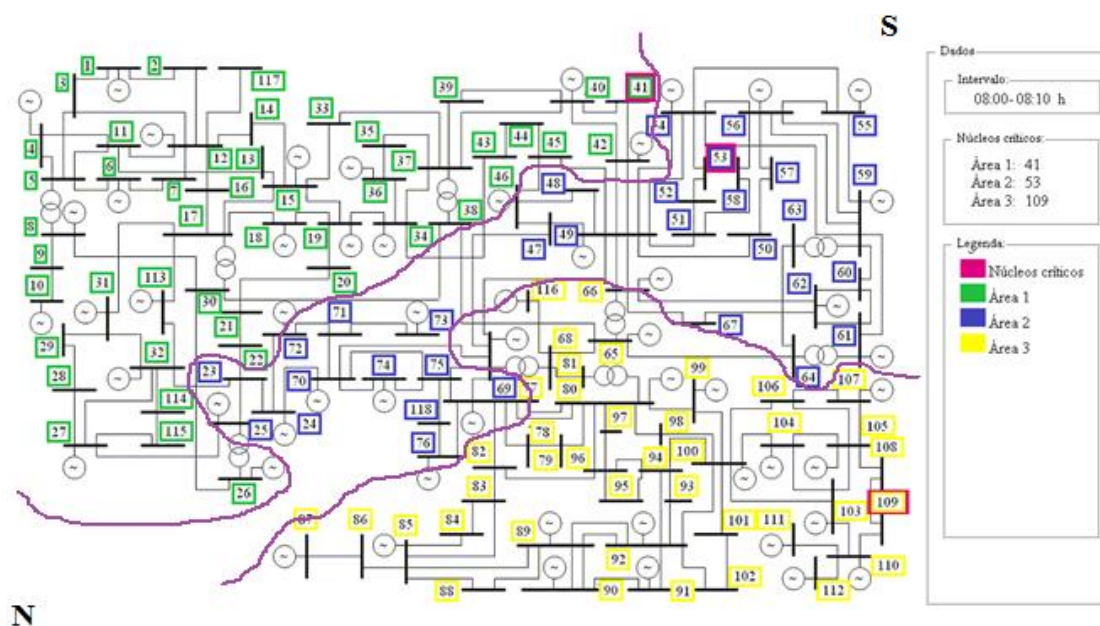


Figura 12.55: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 – A11

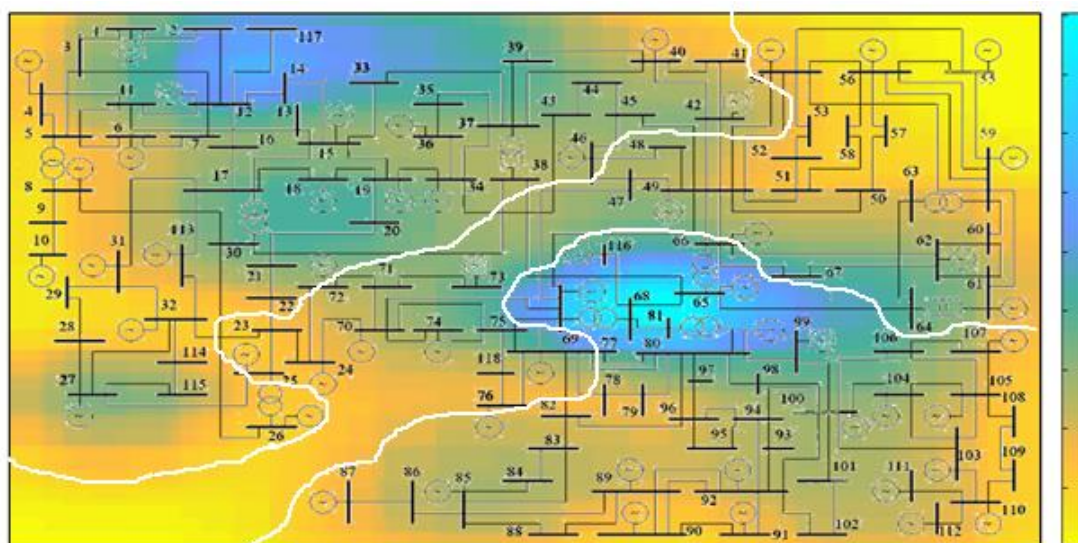


Figura 12.56: Regiões pela função energia – A11

Por meio das duas perspectivas da superfície que define o mapa de cores, representadas pelas Figura 12.57 e Figura 12.58, é possível observar a existência de três regiões de coerência, ao notar a presença dos picos e vales formados na superfície. Uma região é formada pelo vale que está em destaque ao centro, e as outras regiões estão localizadas a direita e esquerda deste vale.

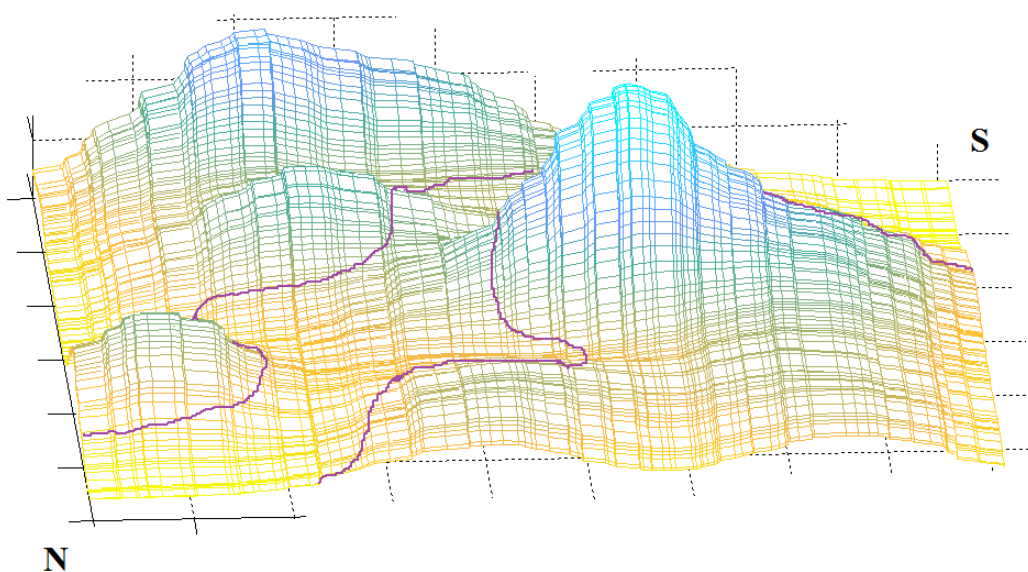


Figura 12.57: Perspectiva 1 da superfície – A11

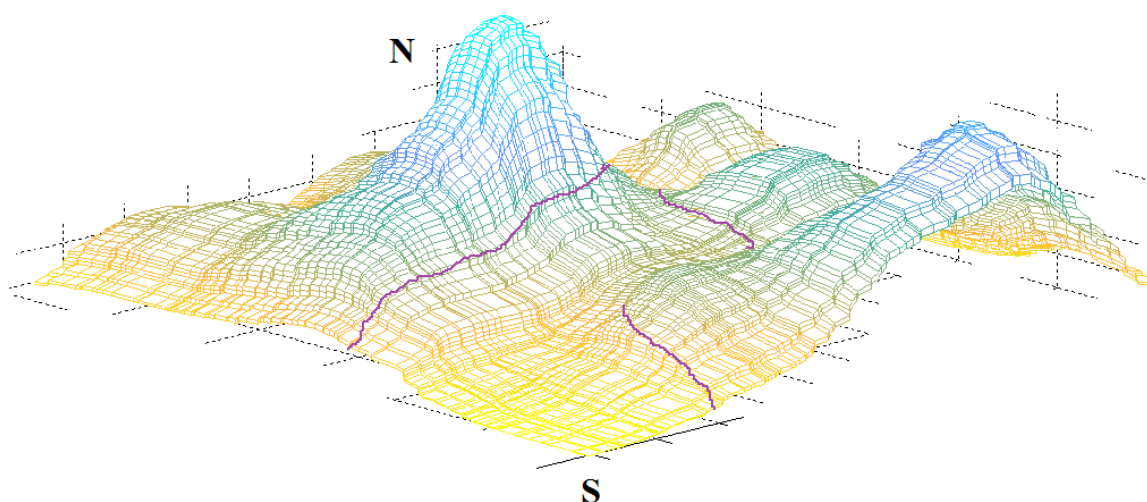


Figura 12.58: Perspectiva 2 da superfície – A11

12.4.4 Cenário 3 – A17

Para o Cenário 3, considerando o aproveitamento de ambas as gerações renováveis e f_c menor que 1 pu, na sua condição inicial, a solução de baixa tensão foi calculada para o NC1-9. As soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.59.

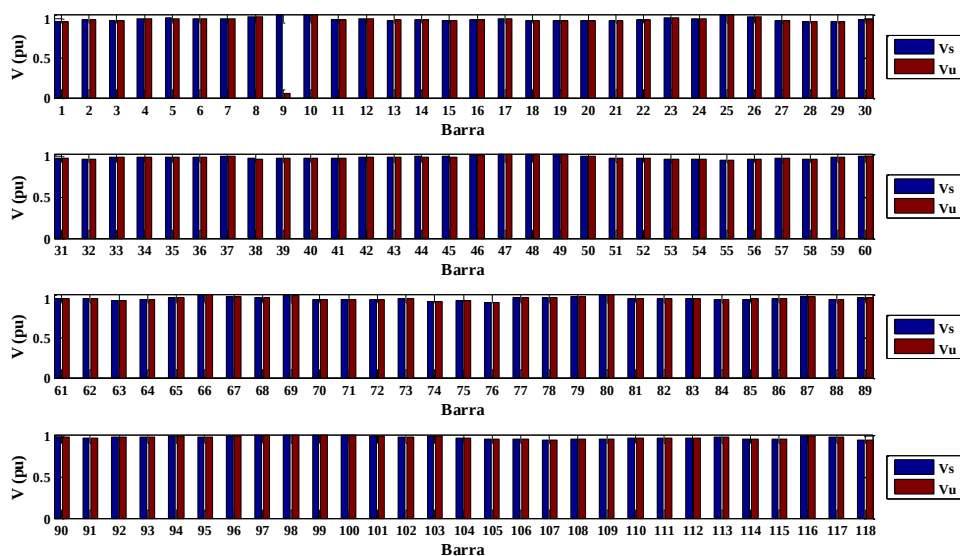


Figura 12.59: V^s e V^u – A17

A energia potencial para cada barra é apresentada pela Figura 12.60. Neste cenário, observa-se que a barra crítica 9 foi indicada como a 5ª barra PQ mais crítica, enquanto para o ranking do VT, está barra é o *NC1*, conforme mostra a Tabela 12.18.

Como mencionado anteriormente, o objetivo do cálculo da energia potencial da solução instável não consiste em obter um *ranking* equivalente ao do VT, mas auxiliar na determinação de barras mais ou menos vulneráveis, conforme a robustez das mesmas.

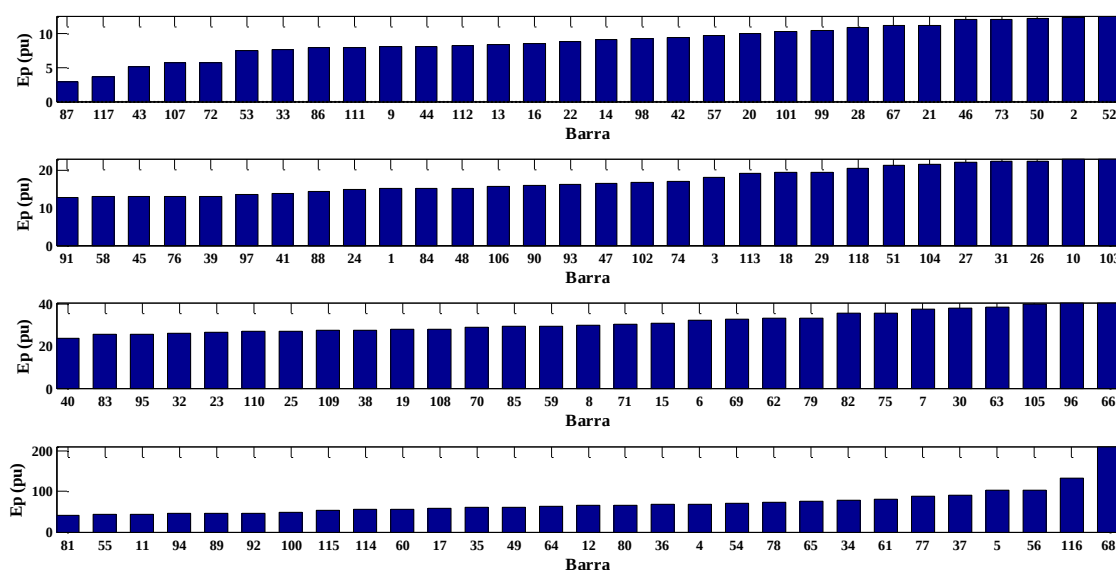


Figura 12.60: E_p – A17

Tabela 12.18: *Ranking* do VT – A17

VT – A17	10	9	26	25	8	89	5	4	88	117	30	3	6	11	2	7	12
	1	23	13	92	90	91	22	16	14	102	85	21	17	113	87	86	27
	93	20	84	32	24	114	115	101	28	38	15	18	66	19	31	29	94
	33	100	65	95	83	67	96	80	37	97	99	61	64	98	34	35	36
	62	82	60	81	63	103	68	112	116	49	43	72	76	79	48	44	118
	74	78	77	59	39	45	50	75	47	104	107	106	105	46	42	108	51
	109	70	52	110	55	53	73	56	58	71	54	57	111	41	40		

A energia potencial da SBT foi calculada e os valores para o sistema e para cada área crítica foram apresentados pela Tabela 12.19.

Tabela 12.19: Resultados da função energia potencial da SBT 9

$E_p - \text{Sistema}$	3791,17
$E_p - \text{ACRIT1}$	194,56
$E_p - \text{ACRIT2}$	1822,64
$E_p - \text{ACRIT3}$	1519,56

Os grupos de acordo com a criticidade das barras apresentadas pelas E_p foram ilustrados pela Figura 12.61. Estes grupos também foram divididos em intervalos de mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), respectivamente, Grupo 1, 2 e 3, apresentando 39, 42 e 37 barras.

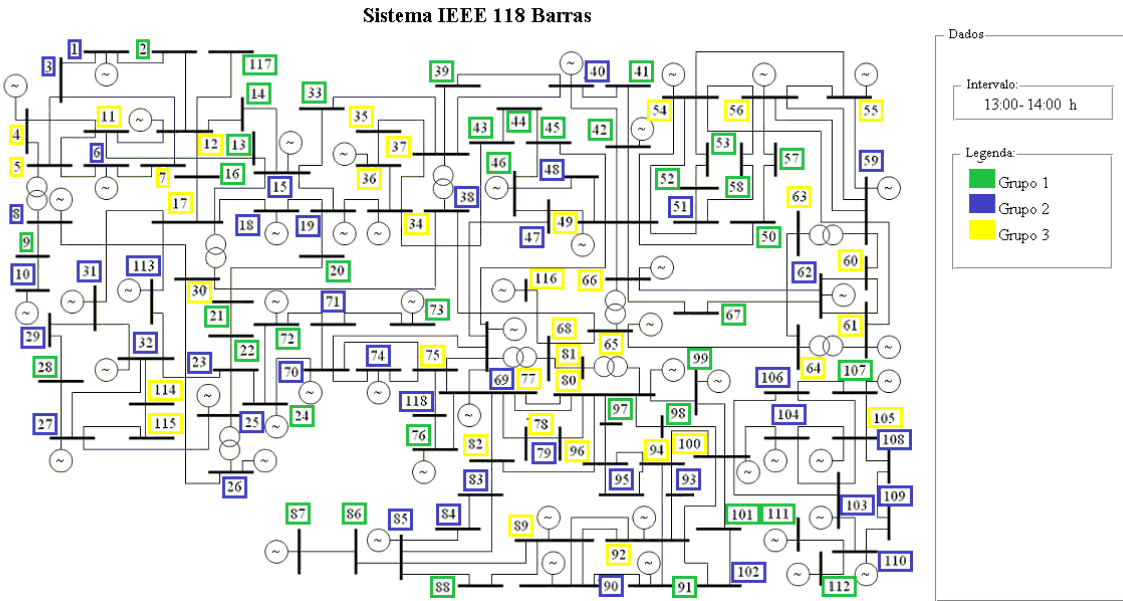


Figura 12.61: Grupos de barras E_p – A17

O mapa de cores indicando a robustez das barras do sistema e suas curvas de nível são apresentados pelas Figura 12.62 e Figura 12.63, confirmando a coerência das metodologias para formação das áreas.

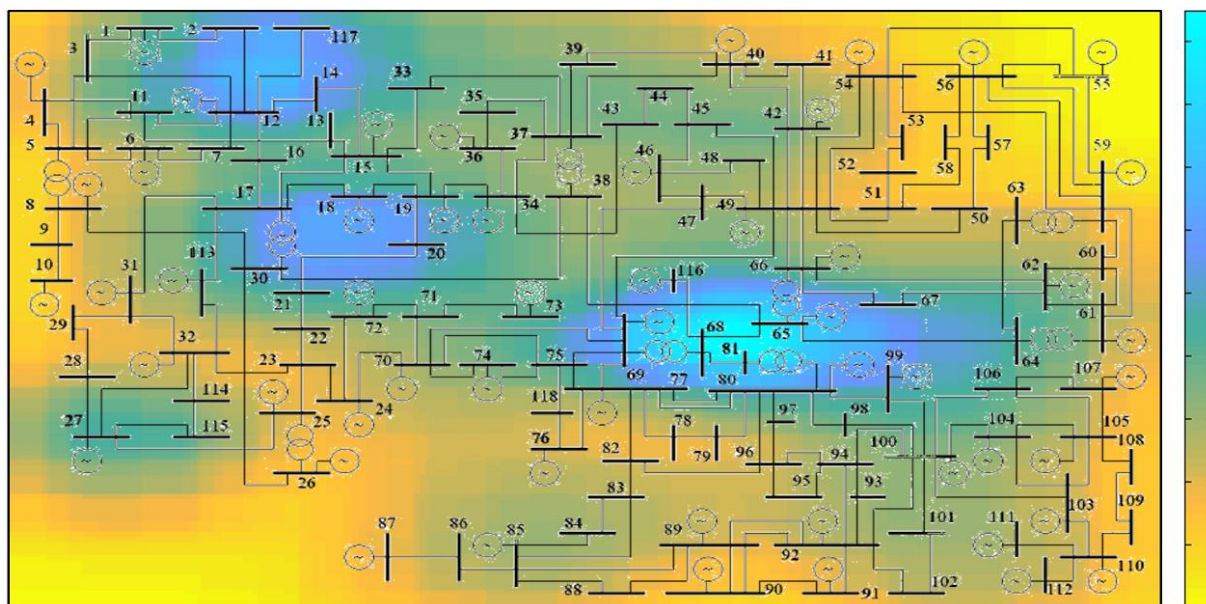


Figura 12.62: Regiões de vulnerabilidade – A17

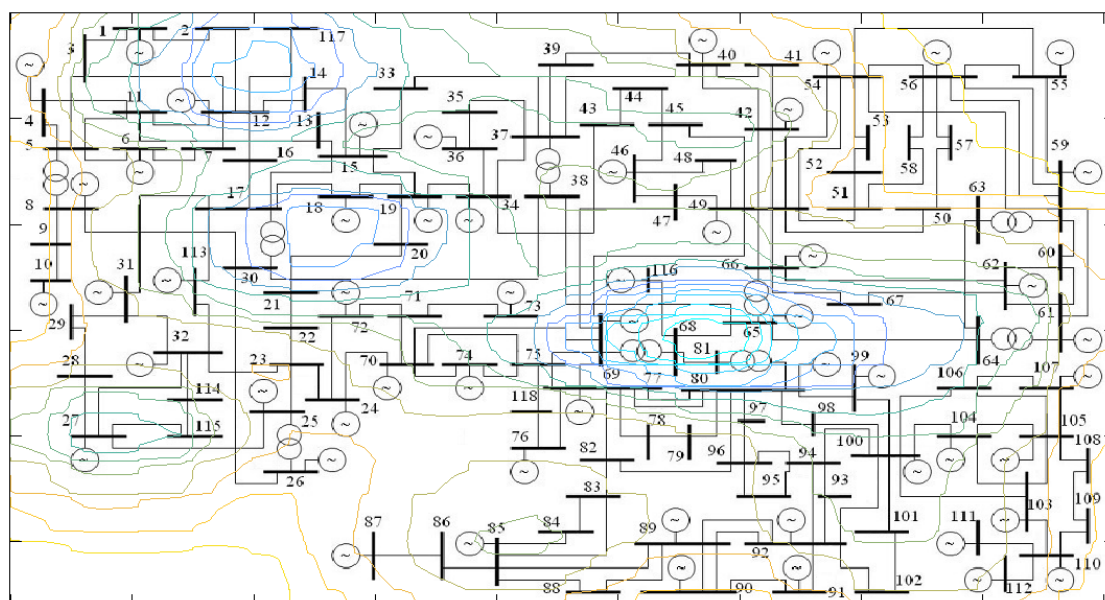


Figura 12.63: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A17

12.4.5 Cenário 4 – A19

Para o Cenário 4 na sua condição inicial, com a presença de geração solar e f_c maior que 1 pu, a solução de baixa tensão foi calculada para o NC1-117. As soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.64.

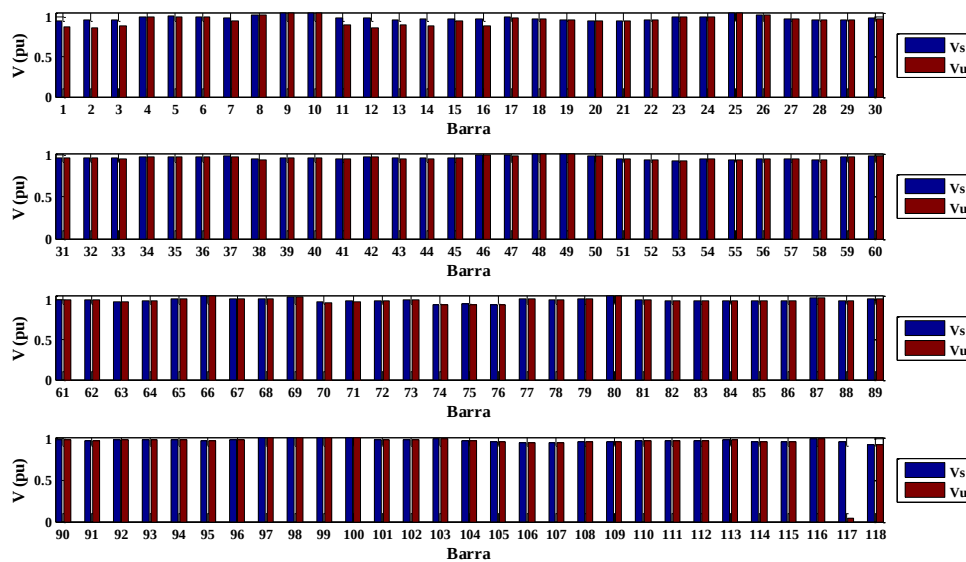


Figura 12.64: V^s e V^u – A19

A energia potencial para cada barra é apresentada pela Figura 12.65. Neste cenário, NC-117 foi equivalente ao determinado pelo VT, como mostra a Tabela 12.20.

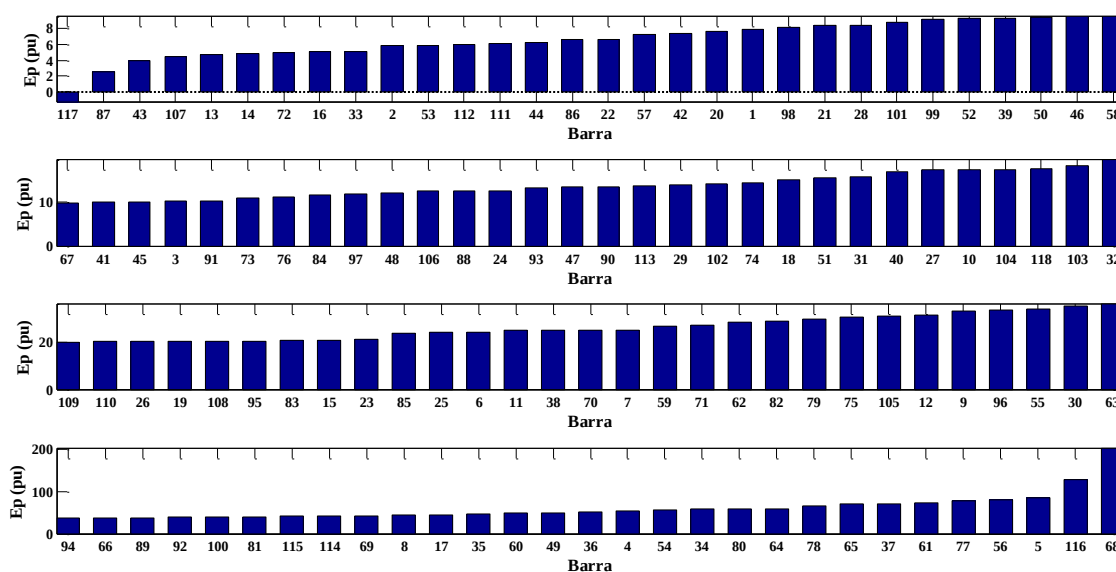


Figura 12.65: E_p – A19

Tabela 12.20: *Ranking* do VT – A19

VT – A19	1	117	2	3	13	14	12	7	16	19	6	11	15	18	40	41	29
	31	39	33	20	28	4	36	35	113	17	115	114	5	42	32	34	21
	27	37	43	22	8	30	38	112	44	53	107	55	23	54	56	110	58
	52	45	109	108	57	24	111	51	9	106	105	104	46	25	59	50	26
	72	48	103	49	10	47	63	60	62	61	64	100	67	73	99	71	101
	76	95	94	96	118	74	86	82	93	83	98	87	70	66	90	84	91
	102	85	97	75	92	65	79	78	77	88	80	81	116	68	89		

A energia potencial da SBT foi calculada e os valores para o sistema e para cada área crítica foram apresentados pela Tabela 12.21.

Tabela 12.21: Resultados da função energia potencial da SBT 117

$E_p - \text{Sistema}$	3168,23
$E_p - \text{ACRIT1}$	1104,68
$E_p - \text{ACRIT2}$	1580,00
$E_p - \text{ACRIT3}$	367,77

Os grupos de acordo com a criticidade das barras apresentada pela E_p foram ilustrados pela Figura 12.66, sendo grupos formados por 50, 37, 31 barras, em intervalos de mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), respectivamente.

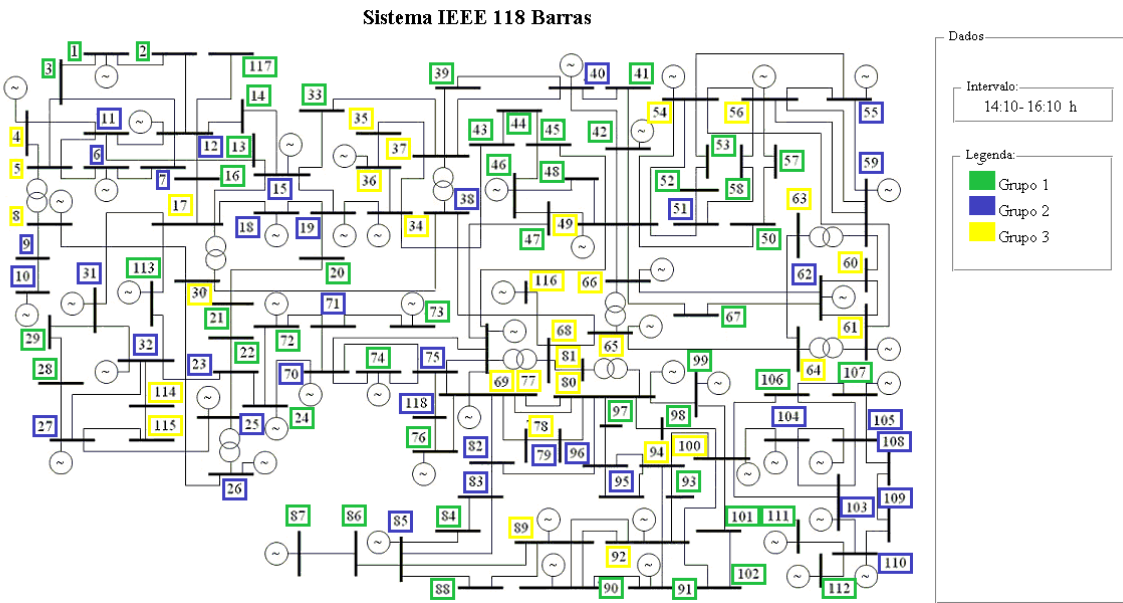


Figura 12.66: Grupos de barras E_p – A19

O mapa de cores coerente com a robustez do sistema e suas curvas de níveis são apresentados pelas Figura 12.67 e Figura 12.68, mostrando assim a coerência das metodologia de definição de regiões.

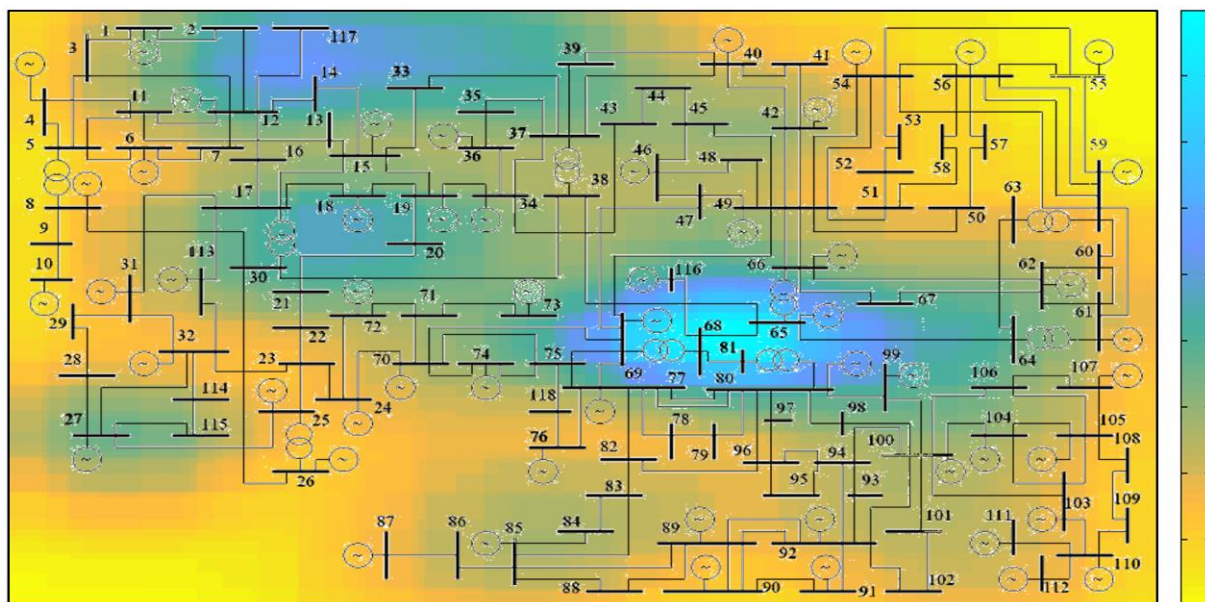


Figura 12.67: Regiões de vulnerabilidade – A19

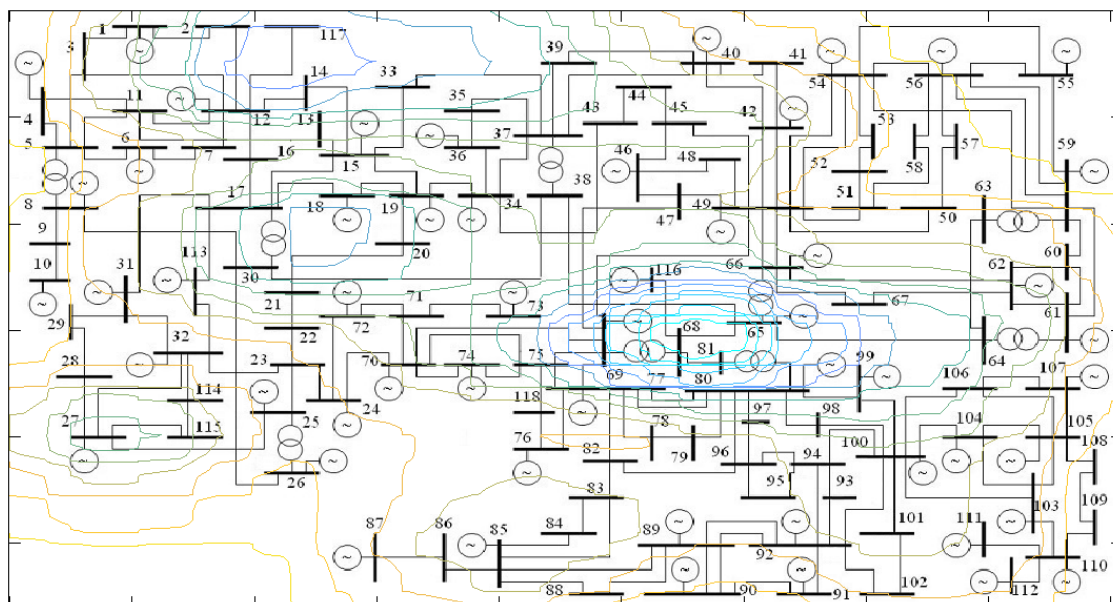


Figura 12.68: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A19

12.4.6 Cenário 5 – A22

Para o Cenário 5 também em sua condição inicial, com presença de geração eólica e f_c maior que 1 pu, a solução de baixa tensão para a *NC1-29* não foi possível ser encontrada. Assim, como discutido no capítulo 12, a função energia foi calculada sendo associada a uma barra “vizinha”. As barras conectadas a 29 correspondem a 28 e a 31. Como a barra 28 é a única barra PQ interligada a 29, essa será adotada para o cálculo da função energia.

As soluções estáveis e instáveis de tensão são apresentadas pela Figura 12.45. Nota-se o afundamento maior da tensão instável na barra 28 que na barra 29, uma vez que a barra 28 é a barra associada a SBT.

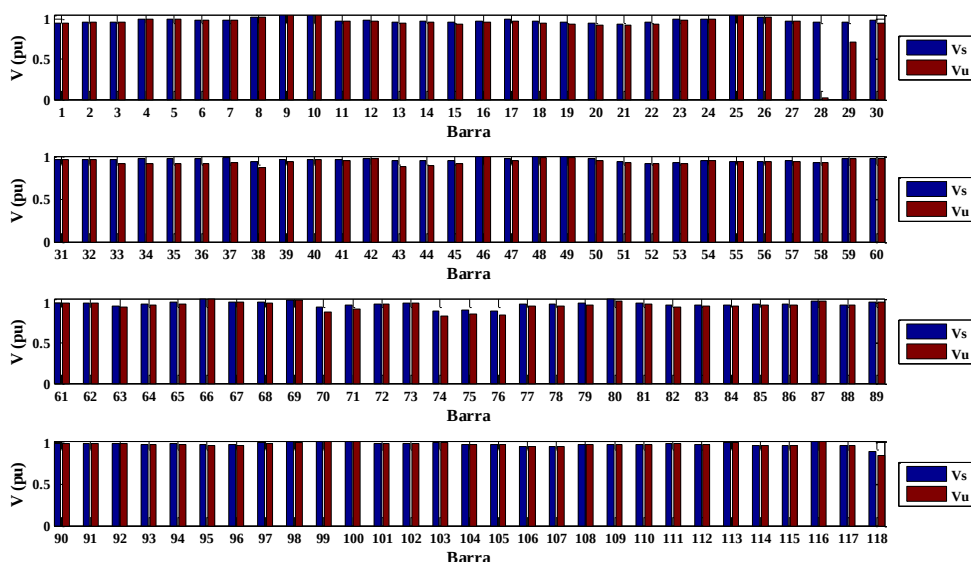
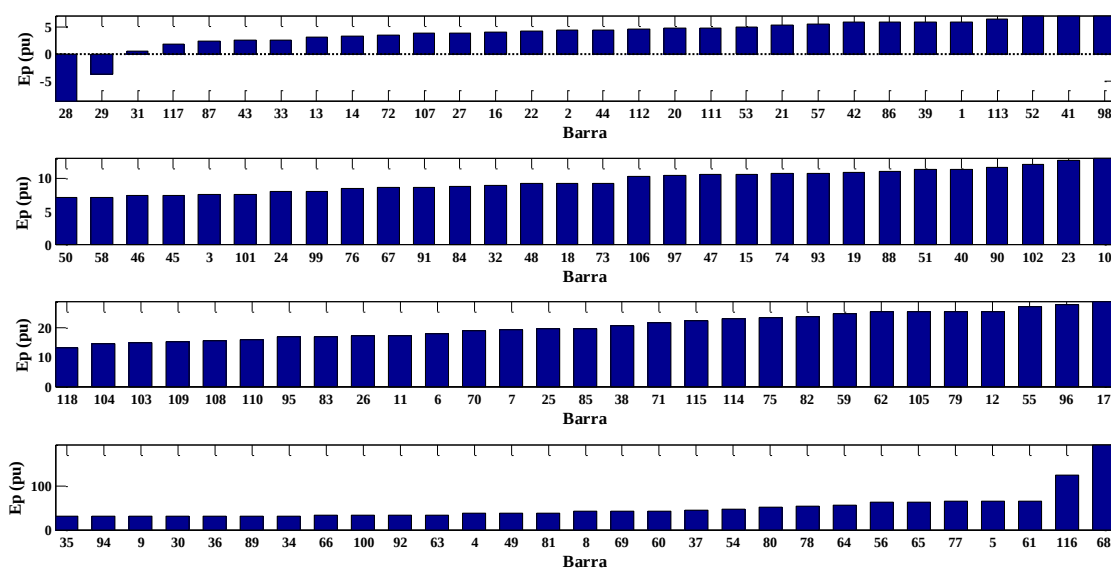


Figura 12.69: V^s e V^u – A22

A energia potencial para cada barra é apresentada pela Figura 12.70 enquanto o *ranking* do VT é visualizado pela Tabela 12.22. Observa-se que a barra mais crítica indicada pelo vetor tangente, *NC-29*, foi a segunda mais crítica indicada pela função energia associada a SBT-28. Já a barra 28 foi à primeira definida pela E_p , enquanto pelo VT essa foi à terceira barra PQ.

Figura 12.70: E_p – A22Tabela 12.22: *Ranking* do VT – A22

VT – A 22	1	29	31	19	18	14	28	15	2	3	16	13	20	12	7	6	112
	115	114	117	11	40	41	32	113	27	21	17	39	33	4	107	42	5
	110	36	35	34	109	43	37	111	108	22	105	106	53	104	30	8	55
	54	56	44	52	58	38	23	57	51	45	103	24	9	46	59	25	50
	100	26	48	101	72	99	49	94	87	86	90	95	91	93	102	63	60
	47	10	62	84	92	85	61	96	83	82	88	98	64	67	76	97	73
	89	71	118	66	74	79	78	70	80	77	65	75	81	116	68		

A energia potencial da SBT foi calculada e os valores para o sistema e para cada área foram apresentados pela Tabela 12.23.

Tabela 12.23: Resultados da função energia potencial da SBT 28

E_p – Sistema	2503,88
E_p – ACRIT1	972,19
E_p – ACRIT2	432,61
E_p – ACRIT3	947,07

Os grupos de acordo com a criticidade das barras apresentada pela E_p foram ilustrados pela Figura 12.71. Esses foram divididos em intervalos de mín. (E_p) a 15, 15 a 35 e 35 a máx. (E_p), respectivamente, e correspondem a 63, 37 e 18 barras.

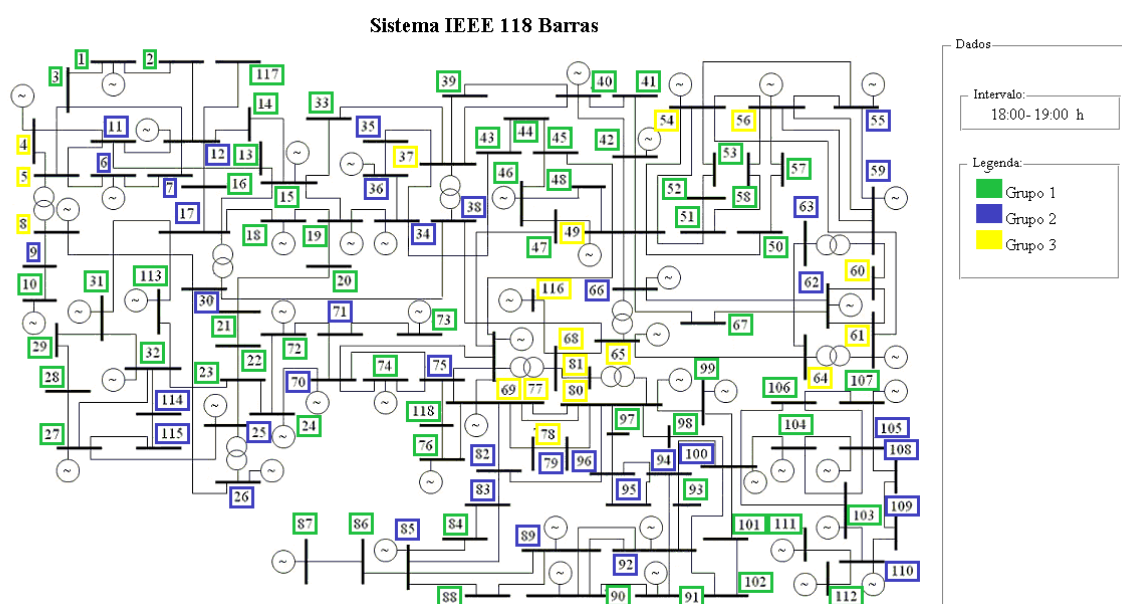


Figura 12.71: Grupos de barras E_p – A22

O mapa de vulnerabilidade do sistema é apresentado pela Figura 12.72 e suas curvas de níveis pelas Figura 12.73. Esse confirma as regiões definidas com auxílio do vetor tangente.

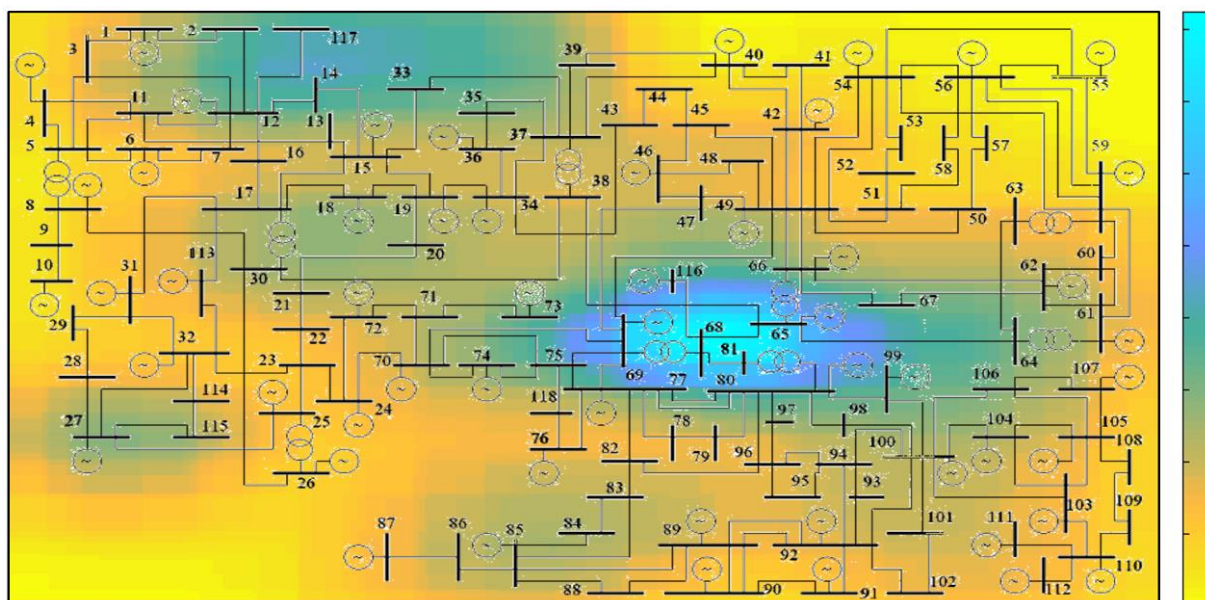


Figura 12.72: Regiões de vulnerabilidade – A22

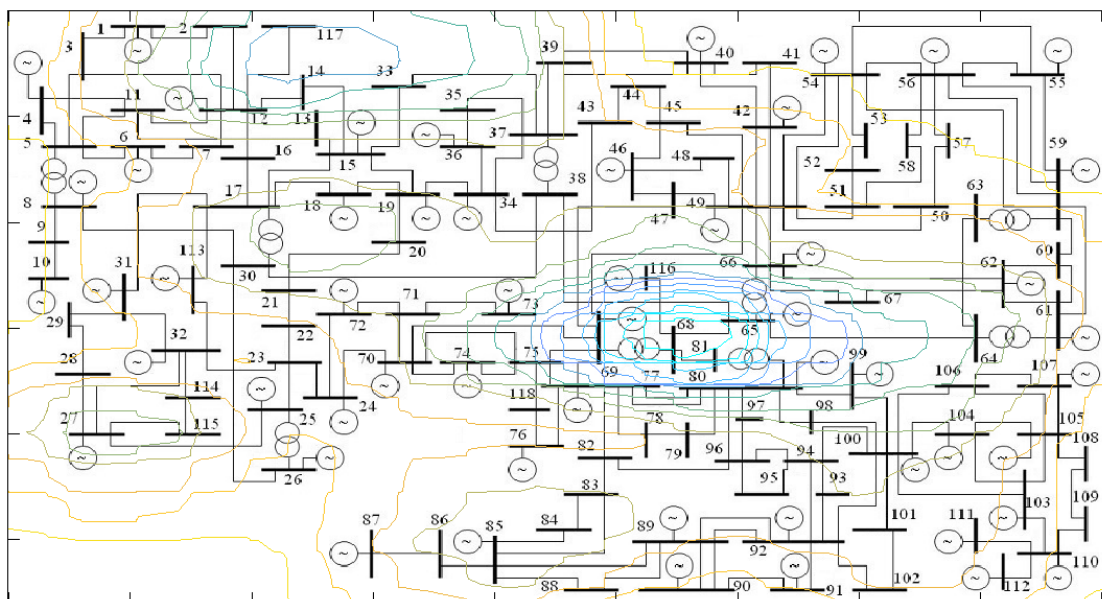


Figura 12.73: Regiões de vulnerabilidade, curvas de níveis – A22

12.4.7 Conclusões Parciais

A função energia para definição de regiões de robustez é calculada com objetivo de definir regiões de vulnerabilidade do sistema, porém não necessariamente deve apresentar a mesma ordem do *ranking* do VT. Quanto menor for a energia de determinada barra do sistema, maior será sua criticidade e menor sua robustez.

Para os cenários apresentados, as E_p indicaram a barra PQ mais crítica do sistema conforme o VT, exceto para o A17 e A22. Mas mesmo para estes cenários a indicação foi próxima, 5ª e 3ª posições, respectivamente.

A SBT do intervalo A22, não foi possível encontrar para sua barra mais crítica 29, mas a energia foi associada à barra “vizinha” 28. Apesar disso, os resultados de robustez das barras foram coerentes.

Ao comparar os mapas de cores formados para todos os casos analisados, percebe-se uma coerência na definição das regiões de robustez do sistema 118 barras. Esta semelhança ocorre devido aos cenários indicarem as mesmas ou próximas barras robustas.

Além disso, a formação de áreas apresentadas por ambas as metodologias, com auxílio do vetor tangente e com a função energia, apresentaram resultados coerentes que e confirmam ao serem comparados.

12.5 Contingências

A severidade de algumas contingências para o sistema IEEE 118 barras foi verificado para o intervalo A11. Esse foi considerado por possuir aproveitamento de ambas as gerações renováveis. Deste modo, a margem de carga para diferentes contingências simples, perda de uma linha de transmissão (LT), foi calculada e apresentada pela Tabela 12.24.

Tabela 12.24: Contingências – A11

A11		
Contingência	Margem de Carga Ativa (pu)	Redução da Margem de Carga
Caso Base – A11	1,86541	-
4-5	1,84203	2,34%
7-12	1,86470	0,07%
8-5	1,31652	54,89%
11-13	1,86144	0,40%
12-14	1,86348	0,19%
16-17	1,86201	0,34%
17-18	1,85352	1,19%
17-30	1,81455	5,09%
18-19	1,86479	0,06%
19-20	1,86474	0,07%
20-21	1,86196	0,34%
26-30	1,79650	6,89%
27-115	1,86486	0,06%
35-36	1,86018	0,52%
35-37	1,85869	0,67%
38-37	1,68362	18,18%
40-41	1,86359	0,18%
45-49	1,84078	2,46%
64-65	1,61649	24,89%
65-68	1,78409	8,13%
68-69	1,70787	15,75%
68-81	1,76261	10,28%
69-75	1,74258	12,28%
69-77	1,84640	1,90%
75-118	1,51126	35,42%
76-77	1,66548	19,99%
85-89	1,86303	0,24%
88-89	1,85997	0,54%
100-103	1,51150	35,39%
103-110	1,73124	13,42%
114-115	1,86540	0,00%

As reduções de margem de carga ativa que apresentaram redução superior a 10% foram ilustradas pelo gráfico na Figura 12.74.

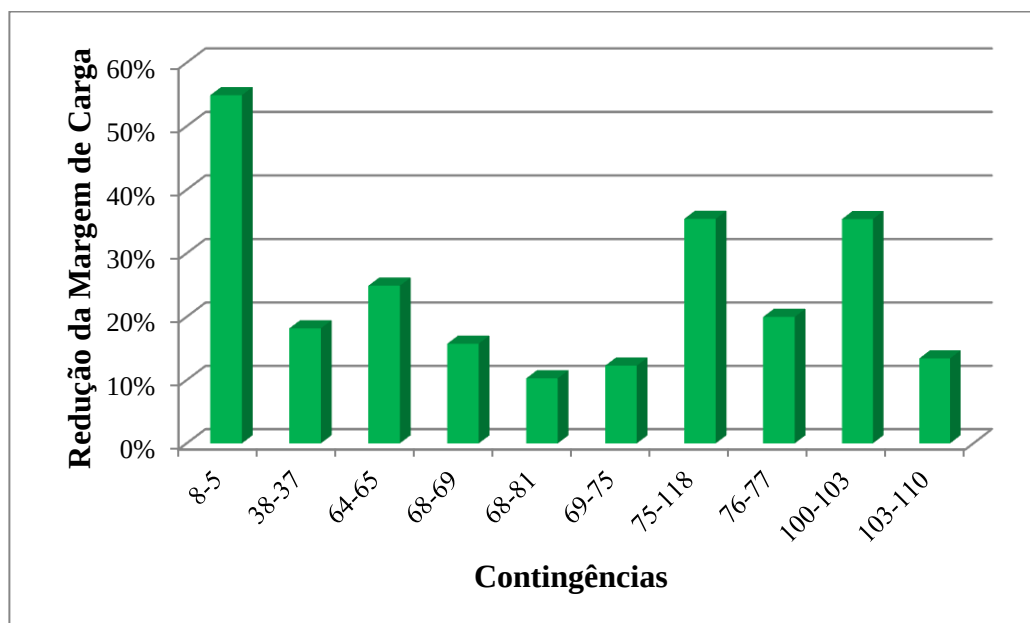


Figura 12.74: Redução da margem de carga para algumas contingências

Nota-se que para este intervalo a contingência mais severa corresponde à perda da LT (8-5) que possui um transformador. Estas barras 5 e 8 são identificadas como 3ª e 20ª barra mais robusta do sistema pelo cálculo da função energia.

12.5.1 Conclusões Parciais

O cálculo da margem de carga ativa pré e pós contingências é primordial para o planejamento e operação dos mesmos. Como a análise estática de contingências consome muito tempo computacional, visto que há diversas contingências que um sistema pode sofrer.

Então, é necessário selecionar as contingências que realmente afetam o sistema, para depois calcular a margem de carga. Assim, a identificação de possíveis barras que mais afetam o sistema é importante para este processo.

13 Conclusão

A expansão do aproveitamento de novos potenciais energéticos, como as fontes de energia renováveis, introduz a intermitência de geração influenciando no perfil de planejamento e de operação do SEP. Logo, para manter o sistema operando em condições normais, dentro dos limites estabelecidos, análises estáticas e dinâmicas de estabilidade devem ser efetuadas.

Neste trabalho o impacto da inserção da geração eólica e solar, e um fator de carga temporal foram considerados e análises estáticas foram empregadas. Assim a definição de apenas uma única formação de áreas críticas, que seja confiável para o sistema durante um dia inteiro, é impossibilitada devido à intermitência das fontes e os diferentes fatores de carregamento. Portanto, é importante analisar as formações de diferentes áreas críticas que ocorrem para intervalos distintos do dia.

As áreas críticas para o sistema IEEE 118 barras foram obtidas para cada intervalo de 10 min durante um dia inteiro. Após a redução para 28 formações de áreas, alguns núcleos críticos ainda se repetiram e estas áreas apresentaram pequenas ou consideráveis diferenças. Estas diferenças ocorrem devido à inserção das potências geradas pelas renováveis, como “carga negativa”, se compensar com a modificação que o fator de carga temporal insere em determinados intervalos, levando a pontos de operação similares ou equivalentes. O conjunto de núcleos críticos *NC1-9* e *NC2-88* são os que mais se repetem durante os 28 intervalos, e o *NC1-41* também reaparece com frequência.

Para facilitar a visualização das áreas críticas e automatizar o processo, foram criadas interfaces gráficas para que as áreas fossem observadas com mais facilidade e rapidez em tempo real.

Já o problema de redução de perdas de potência ativa do sistema é abordado neste trabalho como um problema de otimização a partir do redespacho de potência reativa. Os geradores ótimos são determinados pelo VT modificado e fornecidos ao PSO, facilitando assim que o mesmo encontre a solução e que a redução de perdas seja atendida.

Os resultados obtidos para o redespacho atingiram a função objetivo de minimização de perdas para todos os intervalos analisados. Como as configurações de carga de geração para cada intervalo em análise são diferentes, não há como comparar de forma direta qual gerador obteve melhor desempenho, visto que cada cenário possui necessidades diferentes.

A margem de segurança de tensão, avaliada por meio das condições de operação, auxilia o planejamento da rede e estudos podem ser realizados aplicando índices de colapso de tensão, como margens de carga ativa e reativa. As análises utilizando as curvas PV e QV quantificam o quão longe o ponto de operação está longe do colapso de tensão e o quanto uma barra está próxima da região de instabilidade, respectivamente.

Após o redespacho de potência reativa, para todos os cenários houve aumento das margens ativa e reativa. Ao comparar estes valores obtidos com o caso base, nota-se que ‘A11, A19 e A22’ e ‘A19 e A22’ as margens de carga ativa e reativa, respectivamente continuaram inferiores.

A robustez do sistema foi avaliada por meio do cálculo da sua energia, obtida a partir de uma função energia, baseada no método de Lyapunov e empregada em SEP para estudos de tensão.

Esta função energia calculada para cada barra e associada à solução de baixa tensão define as regiões de robustez, identificando as áreas de vulnerabilidade do sistema. O objetivo desta função não consiste em obter o mesmo *ranking* de criticidade do vetor tangente, mas determinar a robustez das barras. À medida que o valor função energia de uma barra diminui, a mesma se torna mais crítica, entretanto, se aumentar essa se torna mais robusta.

Para a maioria dos cenários a função energia indicou a barra PQ crítica conforme ao ranking do VT, exceto para o A17 e A22, sendo que a A22 o cálculo de E_p foi associado a SBT 28. Mas a indicação foi próxima, 5ª e 3ª posições, respectivamente.

Para uma melhor visualização dos grupos de barras críticas para faixas estabelecidas de E_p , foi elaborada também uma interface gráfica que mostra os grupos de barras formados.

Já para criação dos mapas de cores, uma superfície formada por várias gaussianas foi criada. Assim, é possível perceber uma coerência das regiões de robustez para os diferentes cenários analisados. Deste modo, a semelhança ocorre devido às barras indicadas como robustas serem semelhantes.

As áreas definidas por ambas as metodologias, com auxílio do vetor tangente e da função energia, são coerentes.

A identificação das barras mais robustas pela função energia é importante para diminuir o gasto computacional e calcular a margem de carga somente para as contingências relevantes, assim auxiliando no planejamento e operação do sistema.

13.1 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, a determinação da criação de microrredes em sistemas de potência tradicionais, que podem trabalhar ilhadas ou conectadas a rede principal e sua alocação ótima de geração local. Assim análises de estabilidade de tensão e angular, controle de tensão e de frequência, segurança operativa das mesmas podem ser avaliadas. Além de análises das interferências das microrredes entre si, a identificação de microrregiões dentro das microrredes e o emprego de análises dinâmicas para o período do transitório.

13.2 Publicações

Durante o desenvolvimento deste trabalho os seguintes artigos foram produzidos.

Maíra R. Monteiro, A. C. Zambroni de Souza, B. I. L. Lopes. The Influence of Renewable Generation in Voltage Collapse Indices. In: 6th International Conference on Clean Electrical Power, Italy, 2017.

COSTA, V. N. ; MONTEIRO, M. R.; Zambroni de Souza, A. C.. Particle Swarm Optimization Applied to Reactive Power Compensation. In: 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2016, Belo Horizonte.

RODRIGUES, Y. R. ; MONTEIRO, M. R. ; MONTEIRO, J. R. ; Ribeiro, P. F. ; BELCHIOR, F. N. ; Zambroni de Souza, A. C.. Impact of Non-Linear Loads and Renewable Generation on a University Research Building. In: 17th International Conference on HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 2016, Belo Horizonte.

RODRIGUES, Y. R. ; MONTEIRO, M. R. ; Ribeiro, P. F. ; Zambroni de Souza, A. C. . Demand Profile Processing Methodology for Information Acquisition. In: 12th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, 2016, Curitiba.

RODRIGUES, Y. R. ; MONTEIRO, M. R. ; Zambroni de Souza, A. C. ; PINHEIRO, C. A. M. . Determinação de Condições Operativas Estáveis para Sistemas Elétricos: Uma Abordagem por Redes Neurais. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, Gramado.

APÊNDICE A – Áreas Sistema IEEE 118 Barras

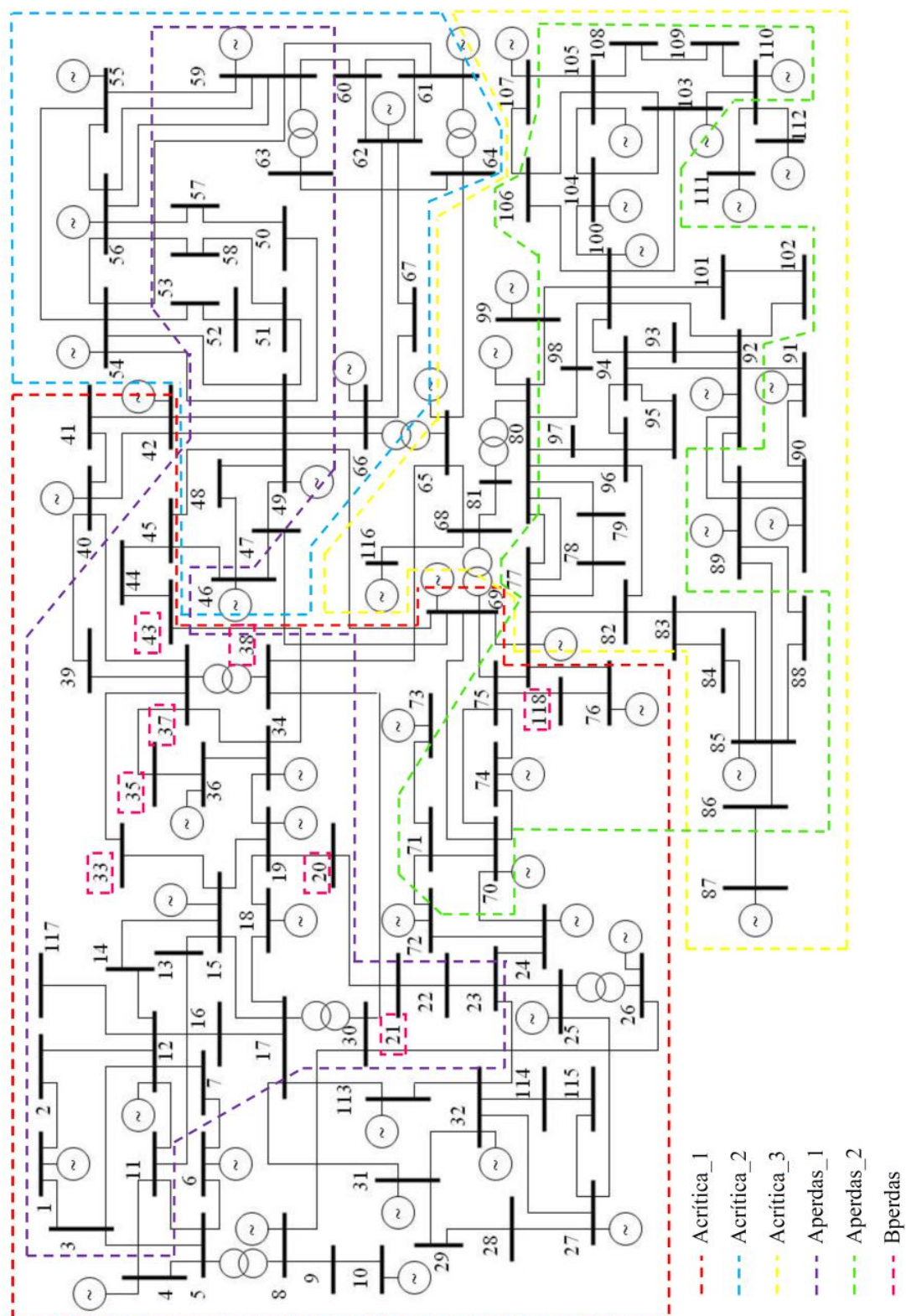


Figura 0.1: Áreas sistema IEEE 118 barras – $fc=1,7$

APÊNDICE B – Áreas Sistema IEEE 300 Barras

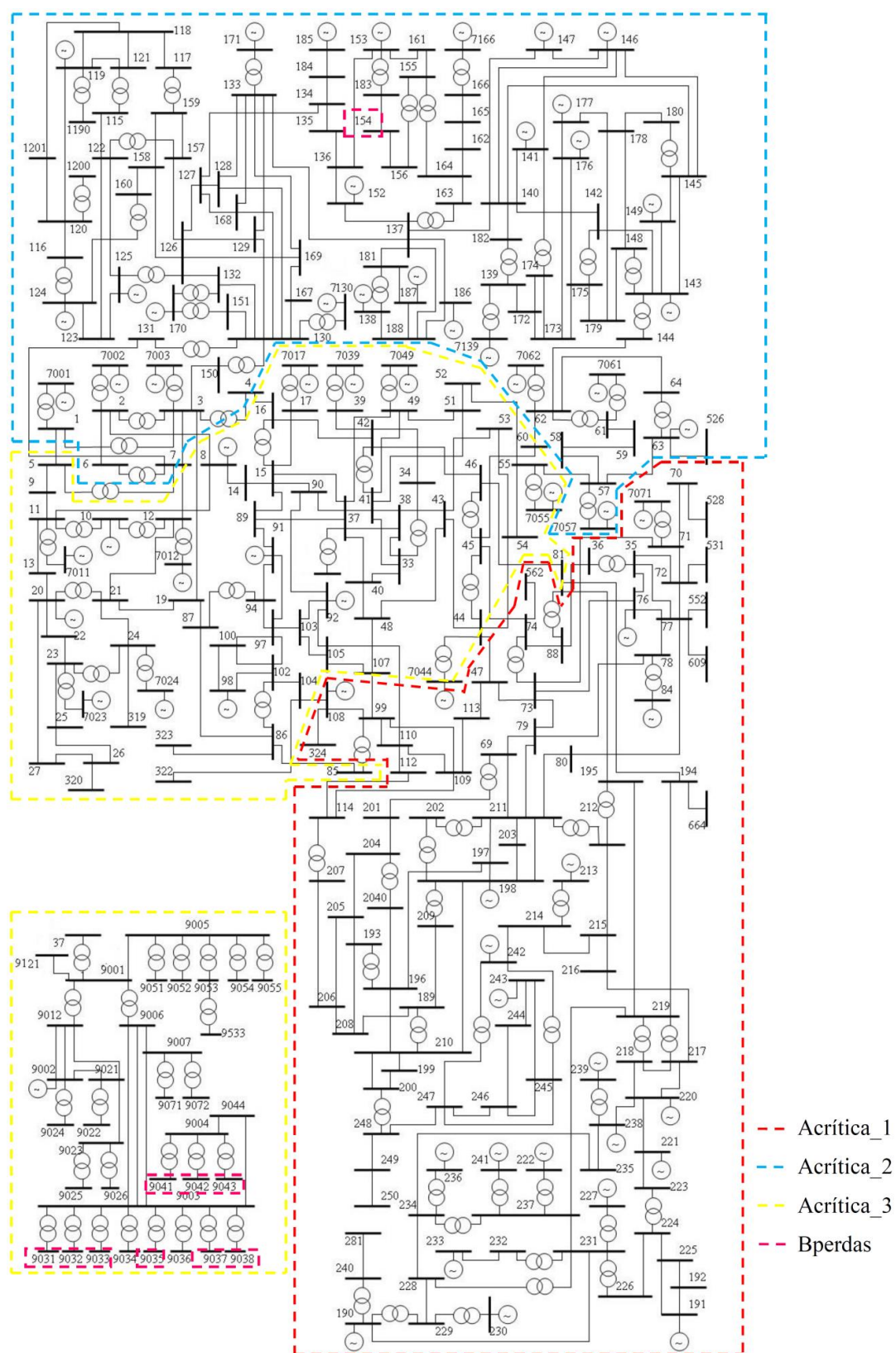


Figura 0.2: Áreas sistema IEEE 300 barras – $fc=0,8$

APÊNDICE C – Áreas Sistema 118 Barras durante dia

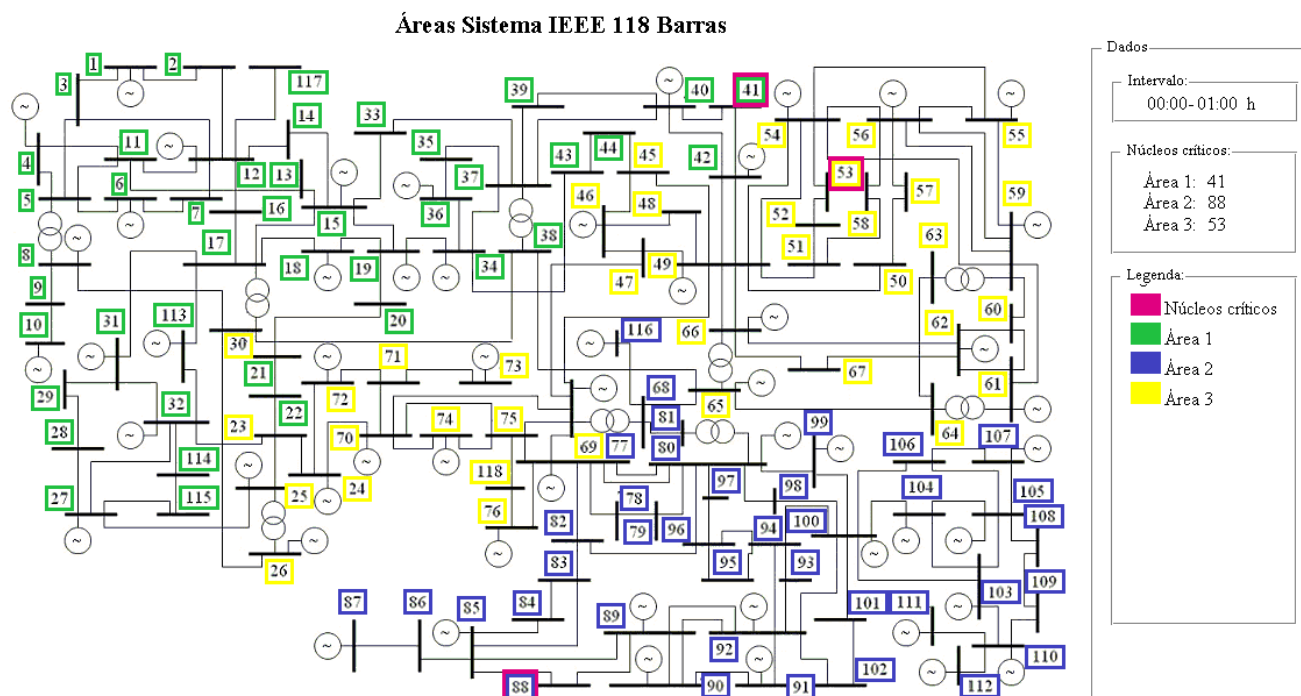


Figura 0.3: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 00:00-01:00 h

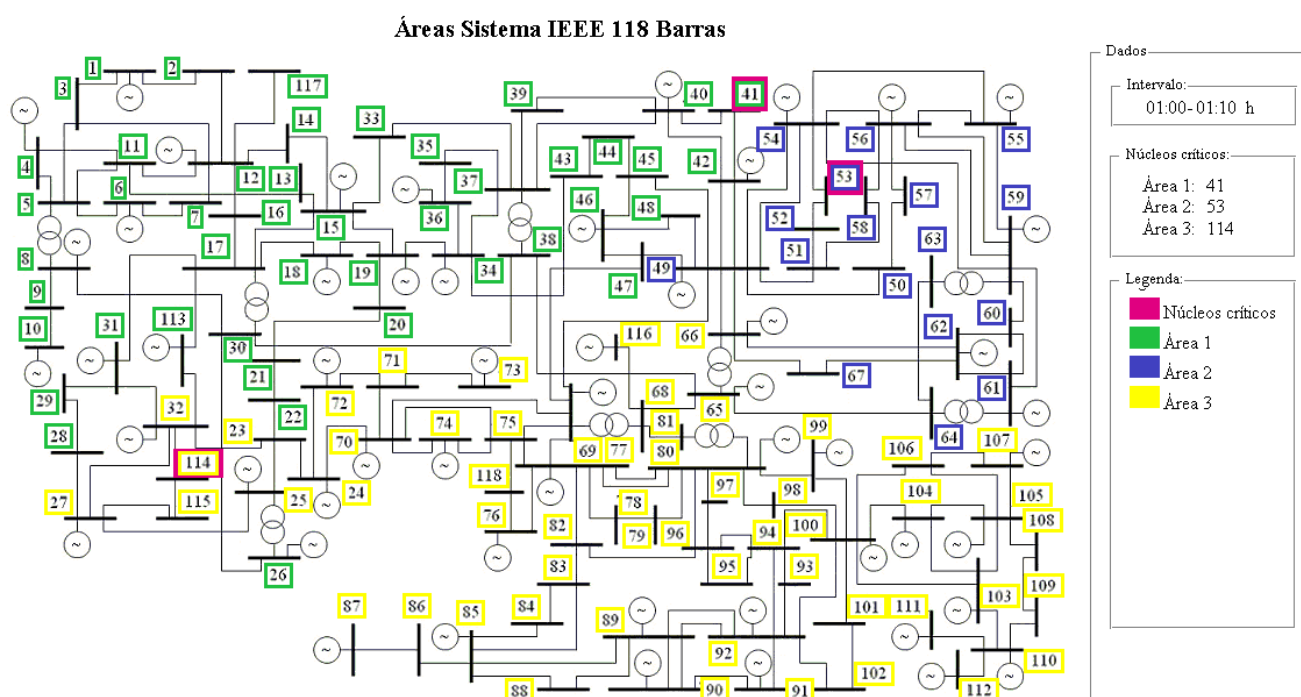


Figura 0.4: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 01:00-01:10 h

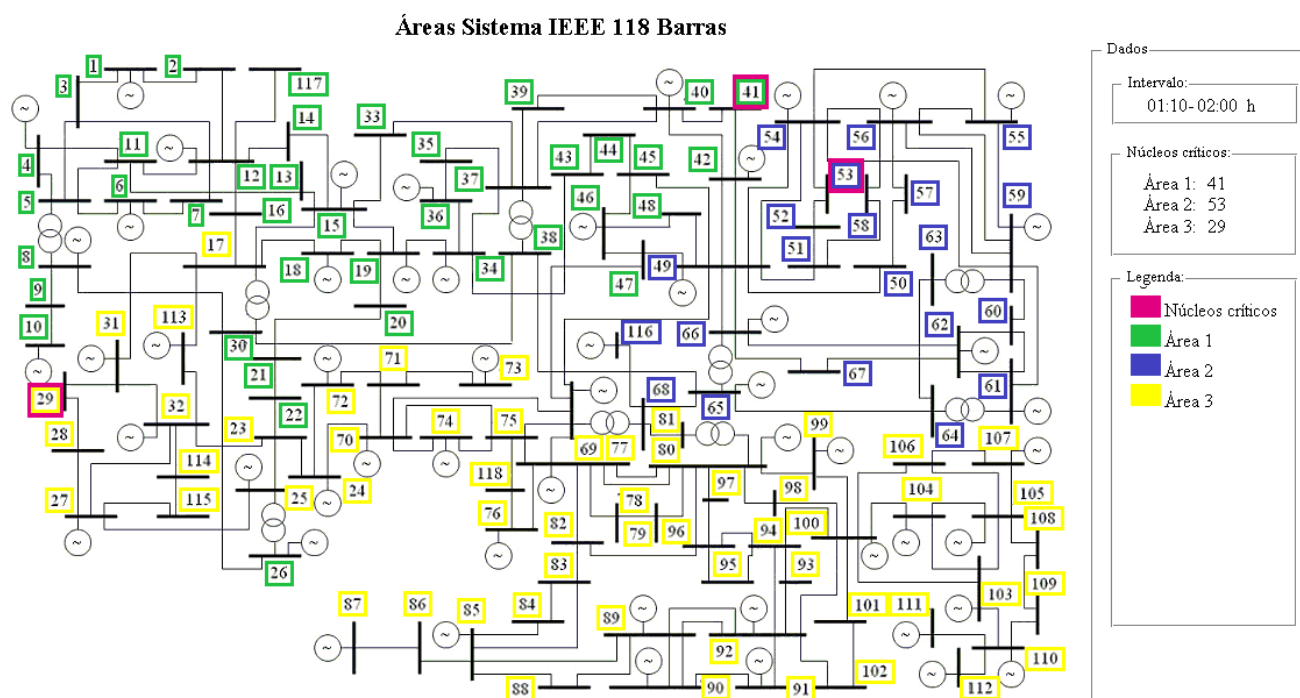


Figura 0.5: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 01:10-02:00 h

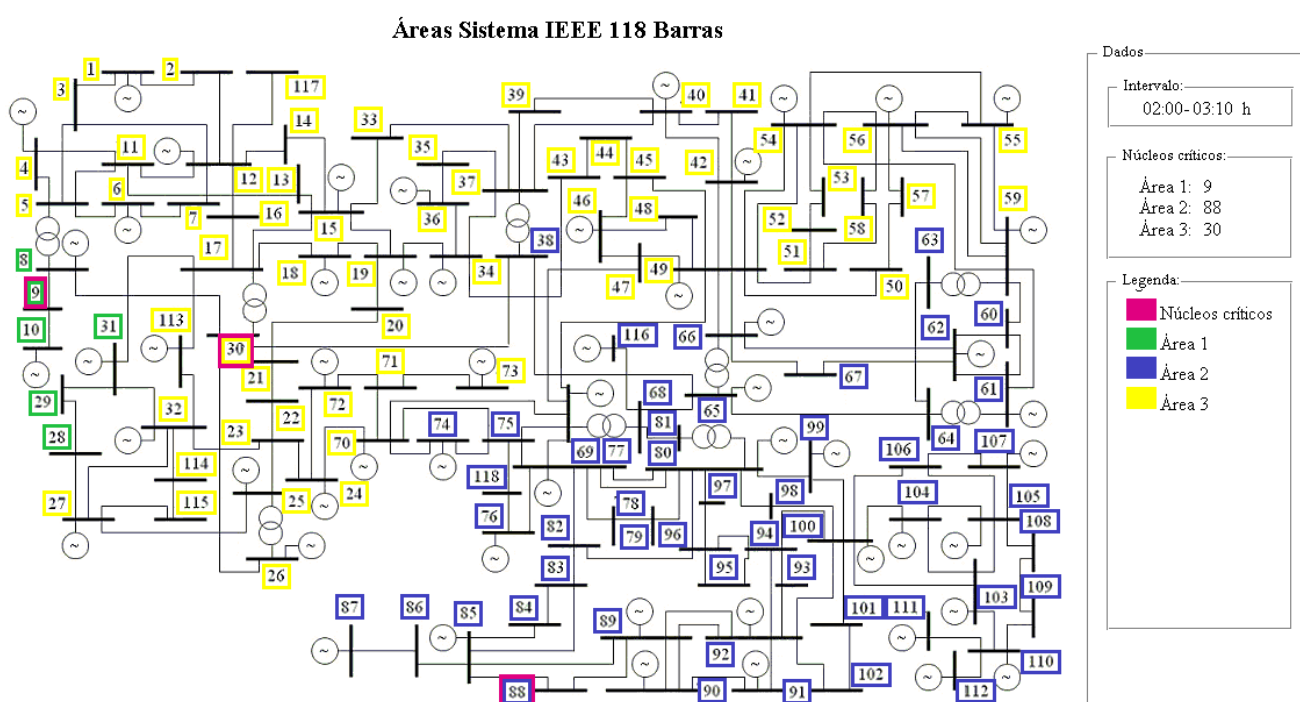


Figura 0.6: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 02:00-03:10 h

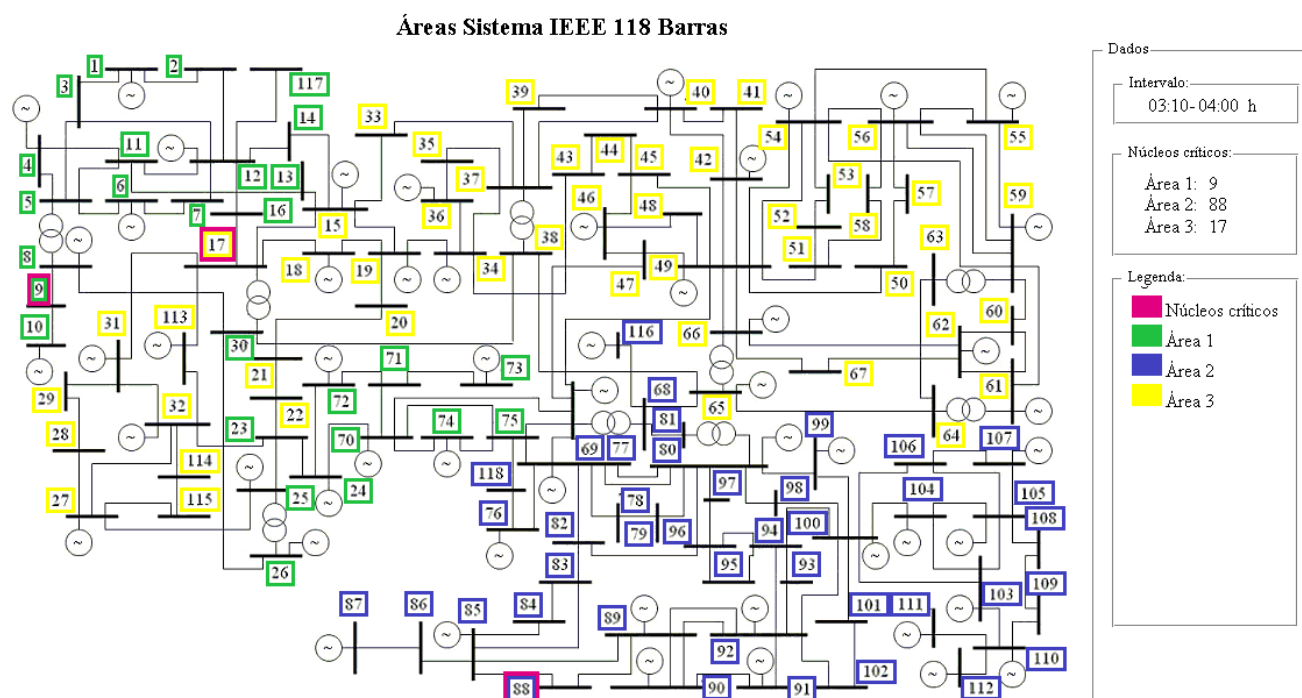


Figura 0.7: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 03:10-04:00 h

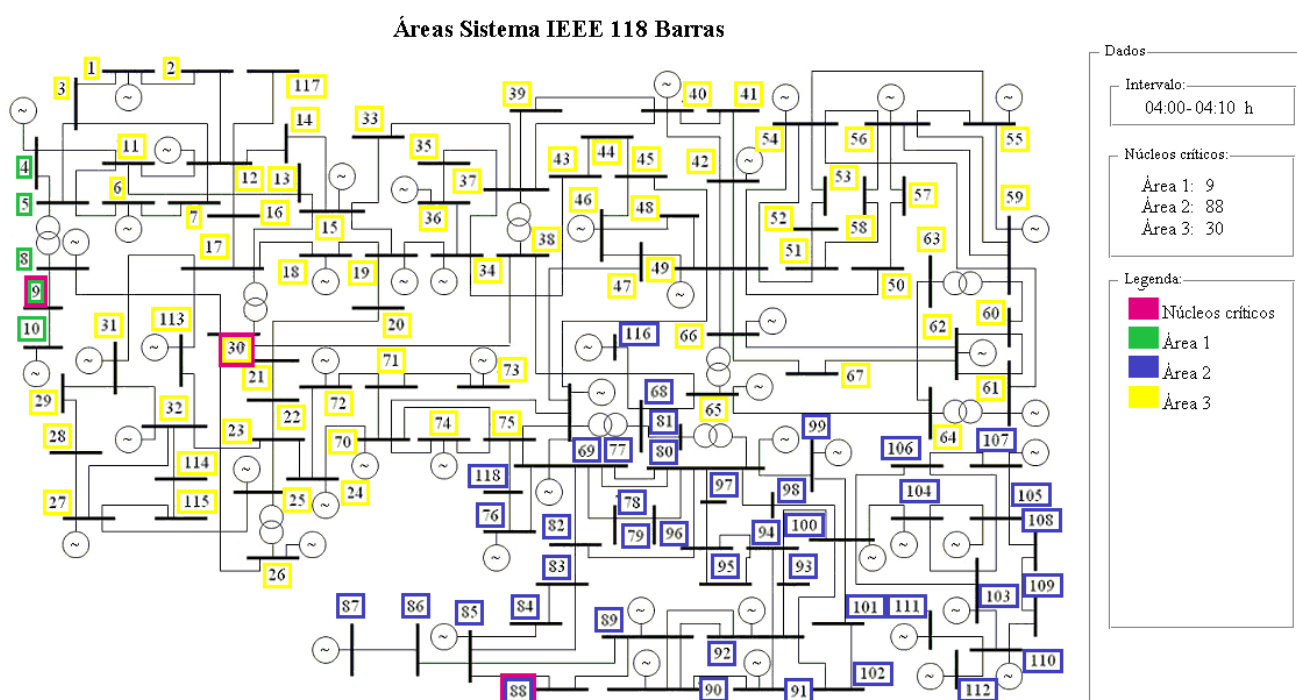
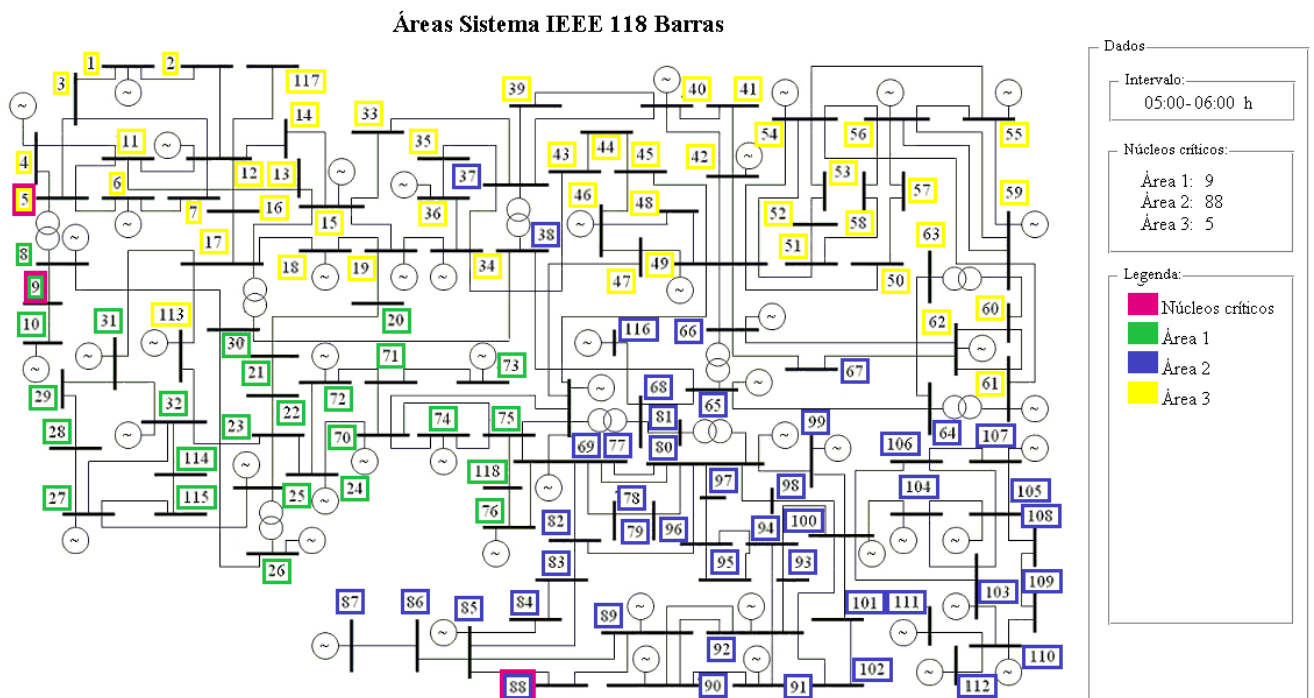
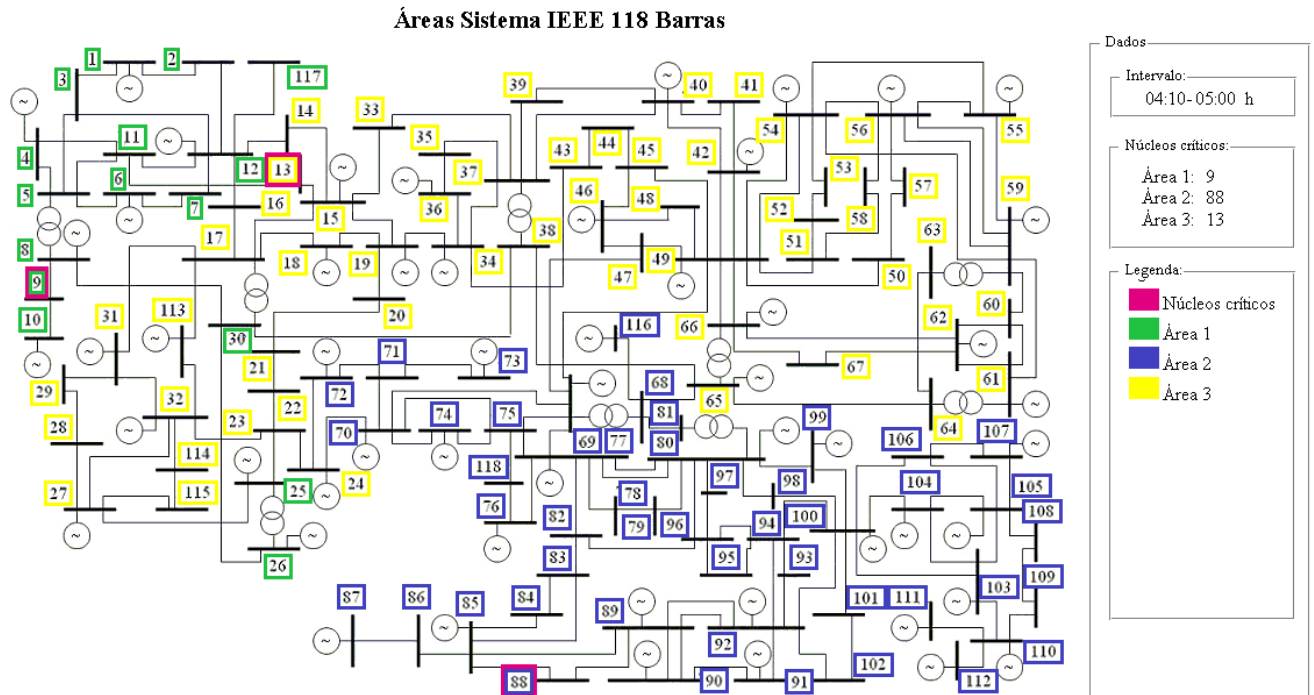


Figura 0.8: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 04:00-04:10 h



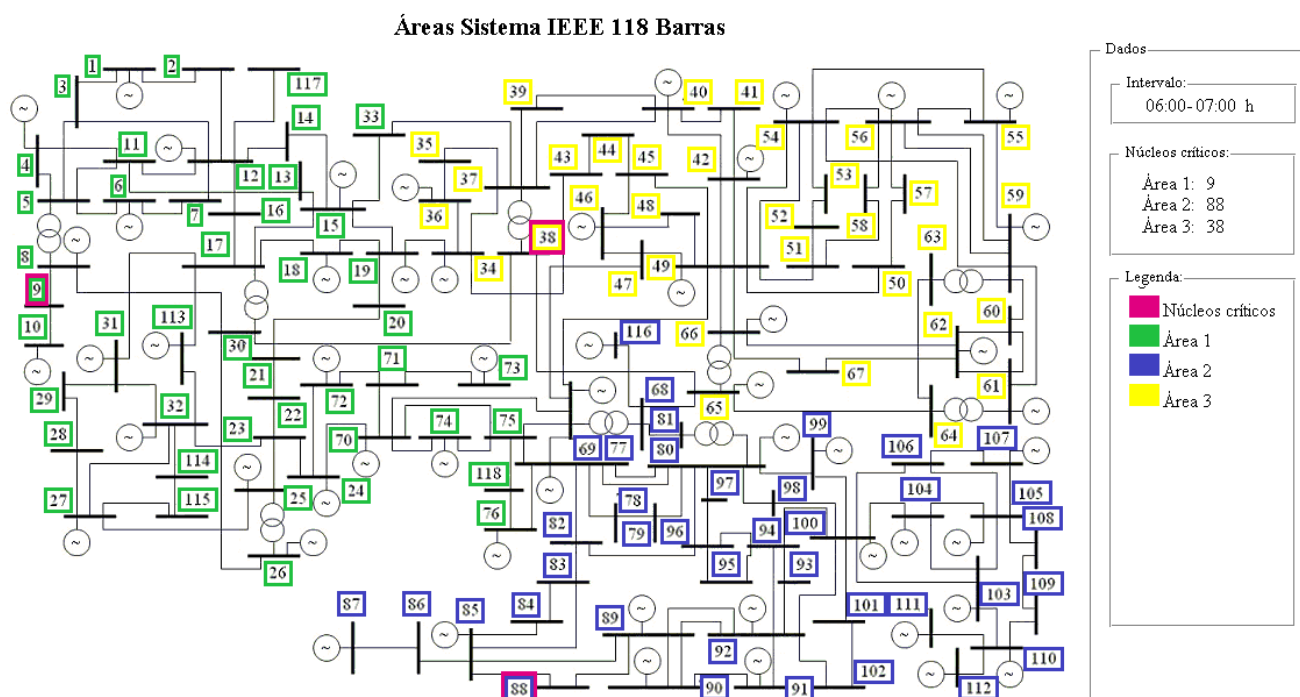


Figura 0.11: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 06:00-07:00 h

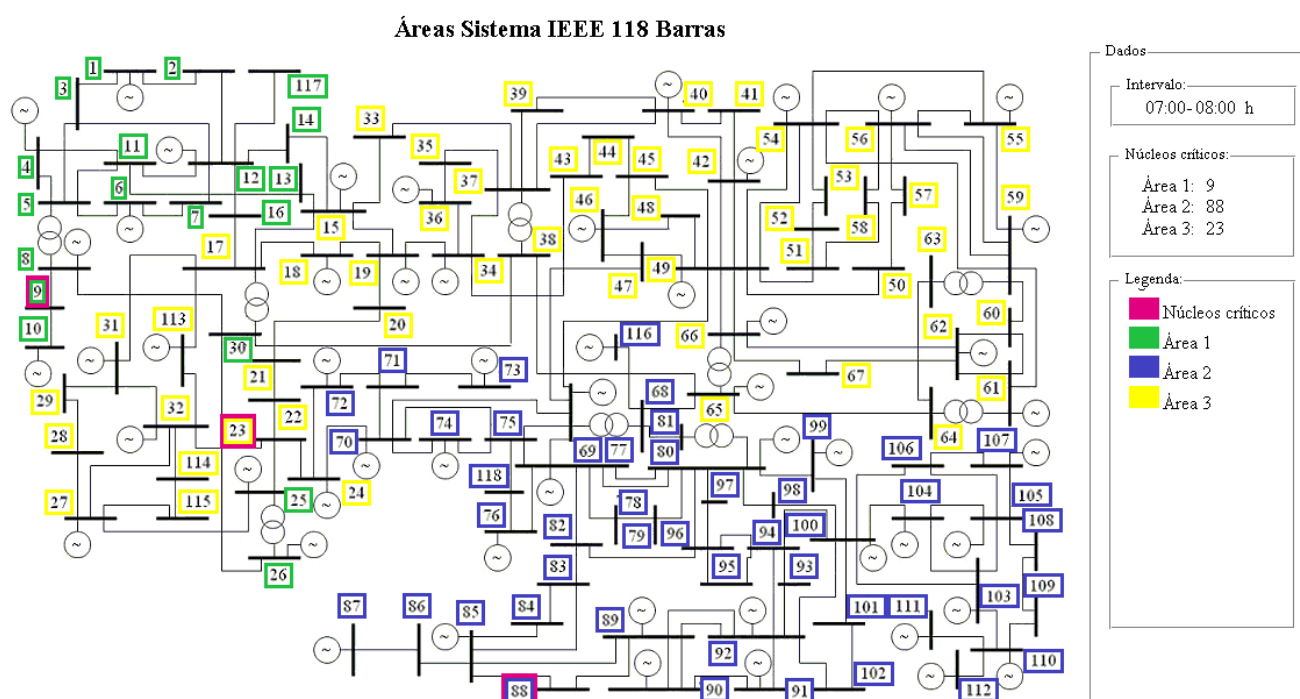


Figura 0.12: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 07:00-08:00 h

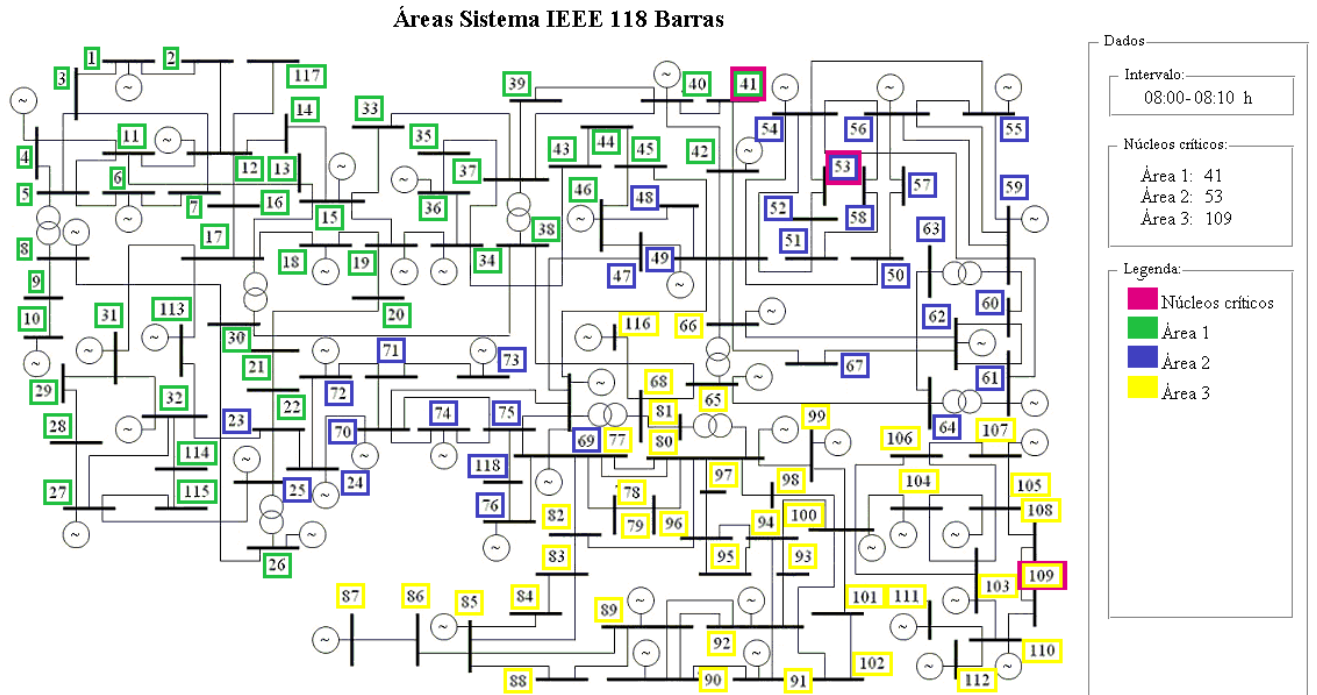


Figura 0.13: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:00-08:10 h

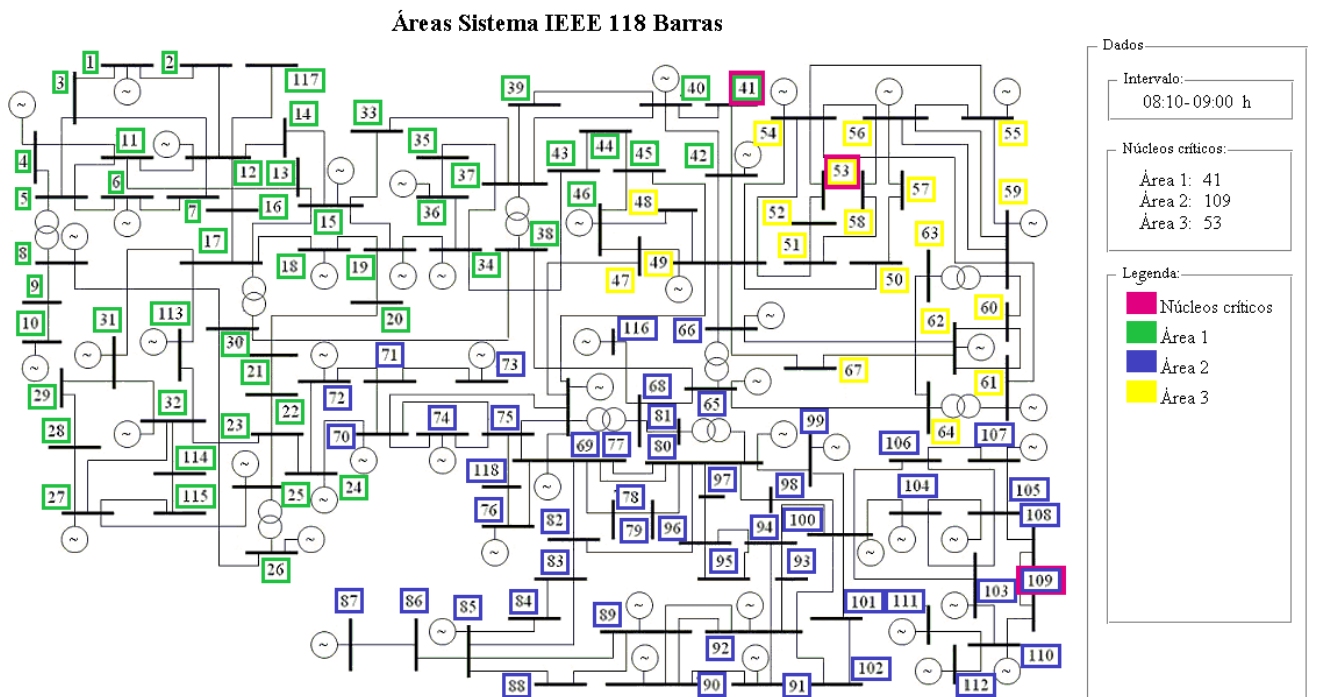


Figura 0.14: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 08:10-09:00 h

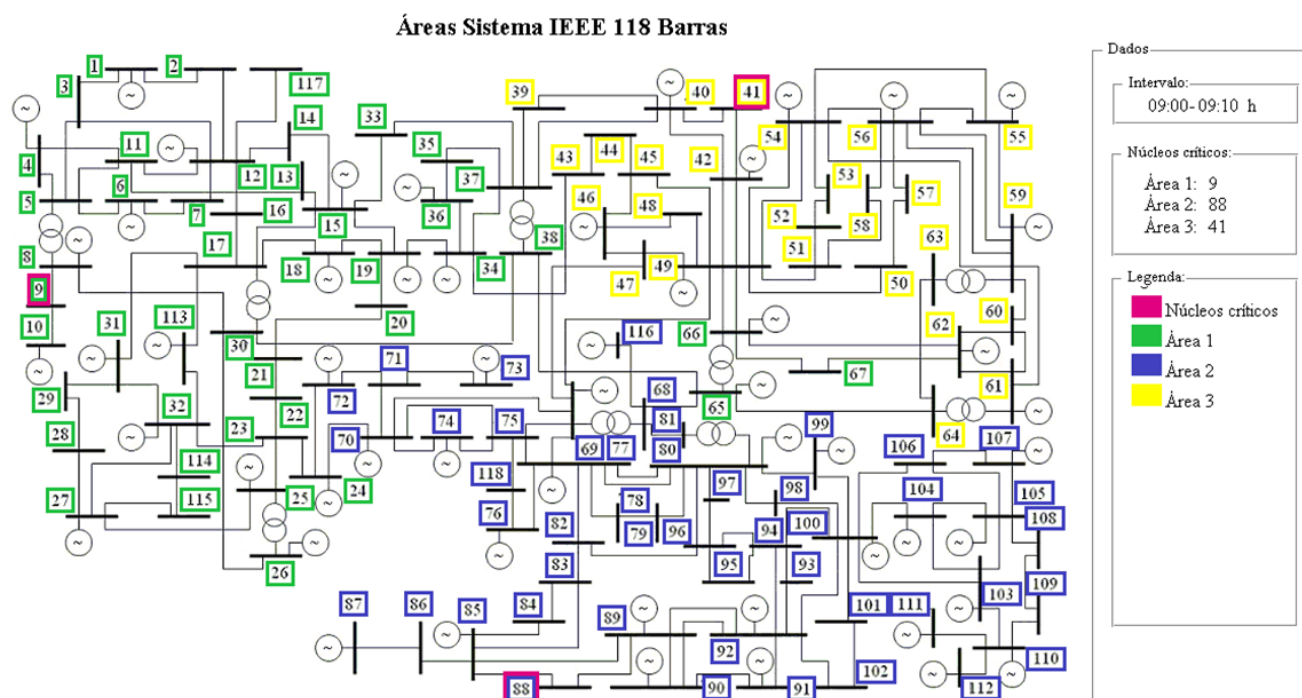


Figura 0.15: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:00-09:10 h

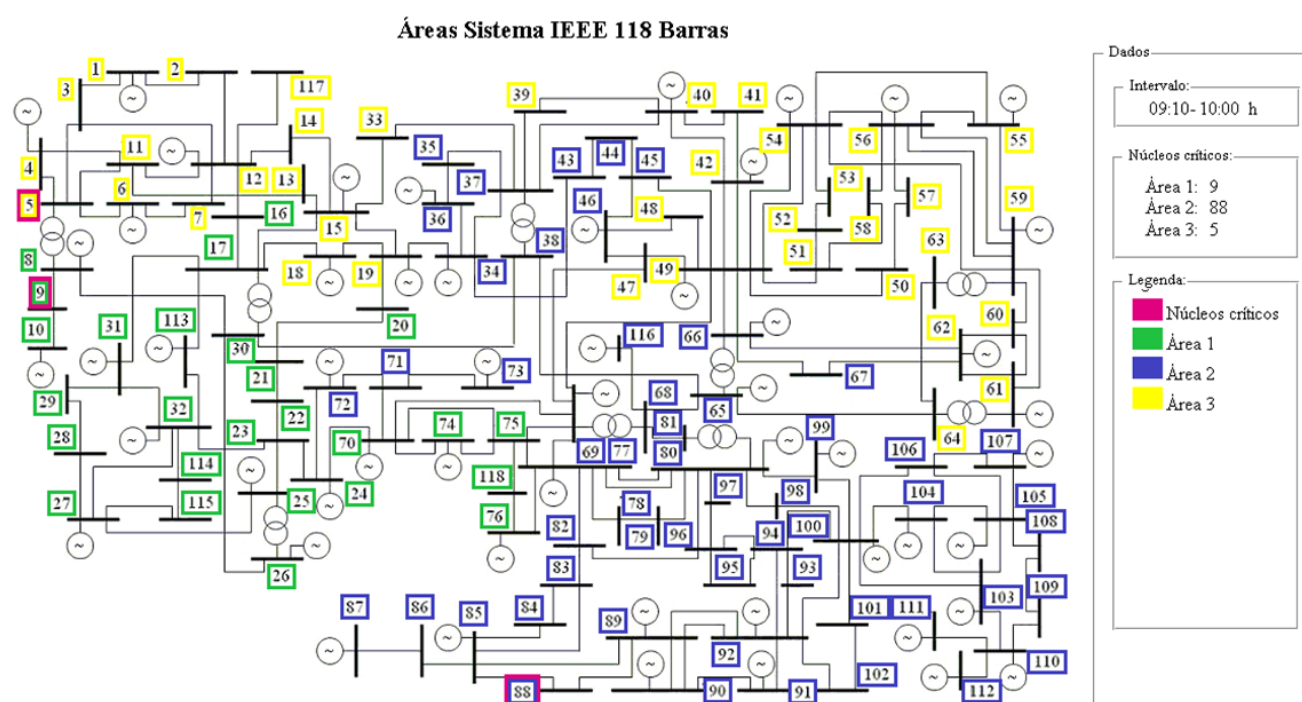


Figura 0.16: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 09:10-10:00 h

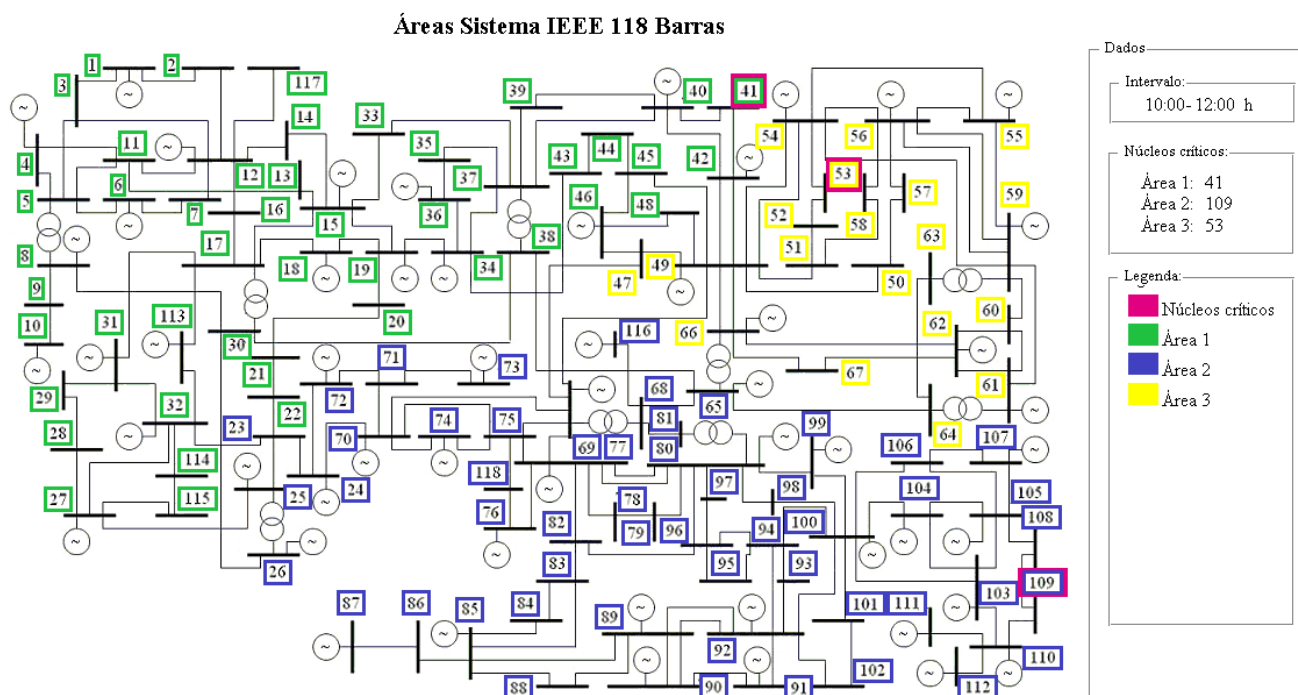


Figura 0.17: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 10:00-12:00 h

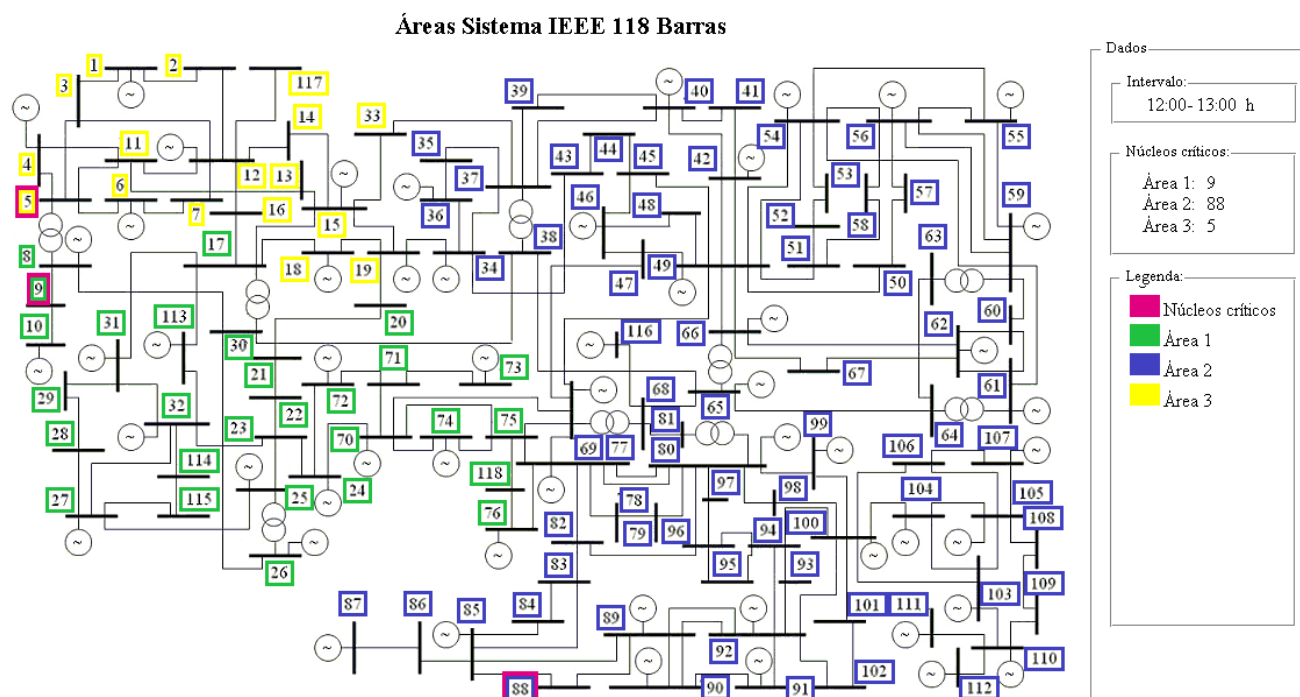


Figura 0.18: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 12:00-13:00 h

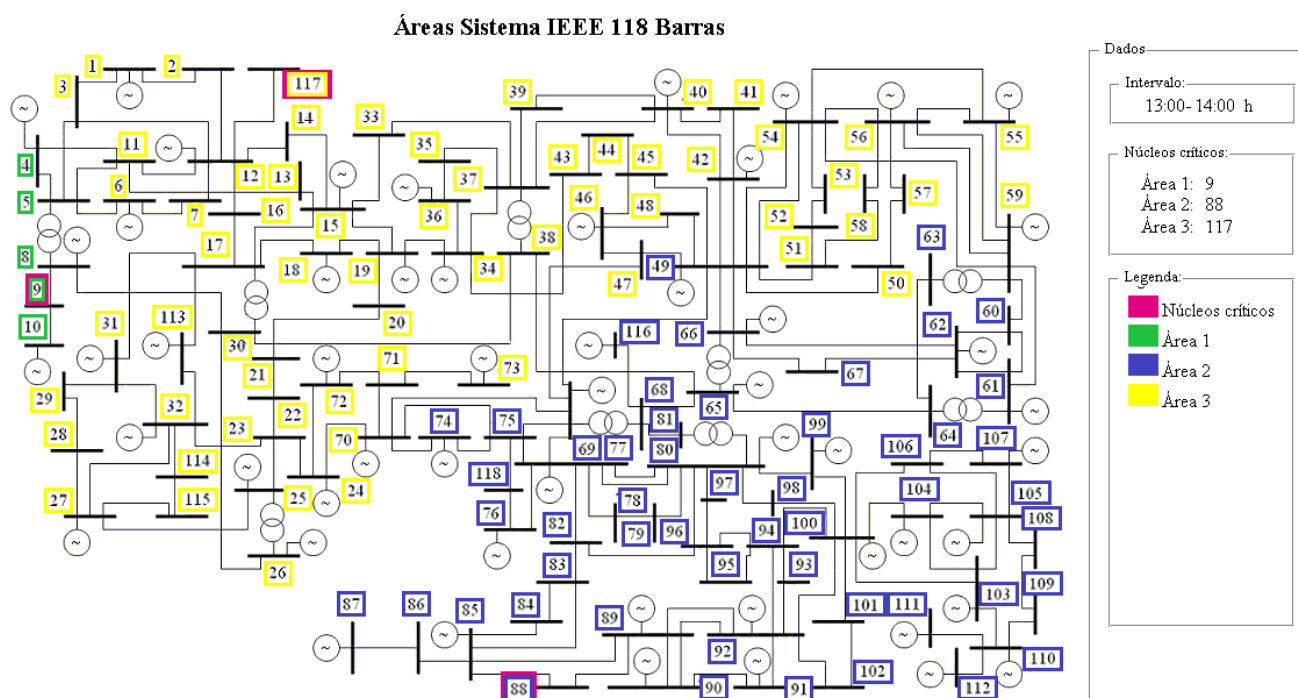


Figura 0.19: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 13:00-14:00 h

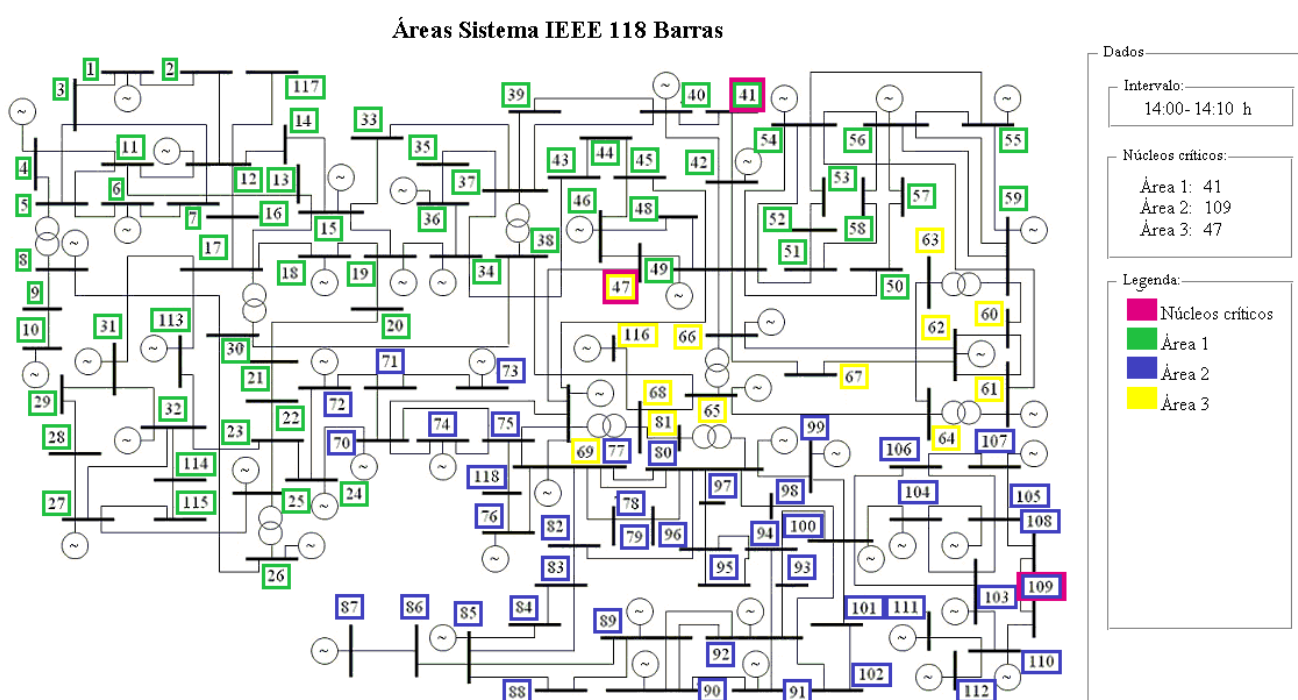


Figura 0.20: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 14:00-14:10 h

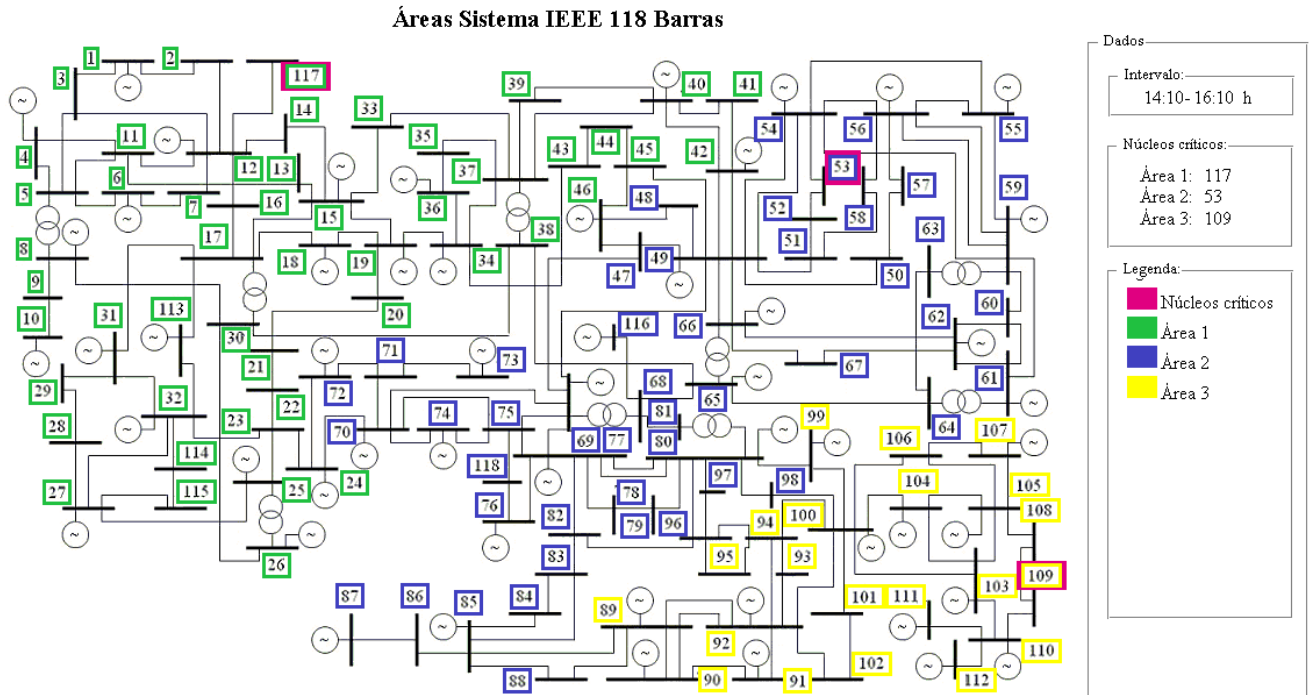


Figura 0.21: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 14:10-16:10 h

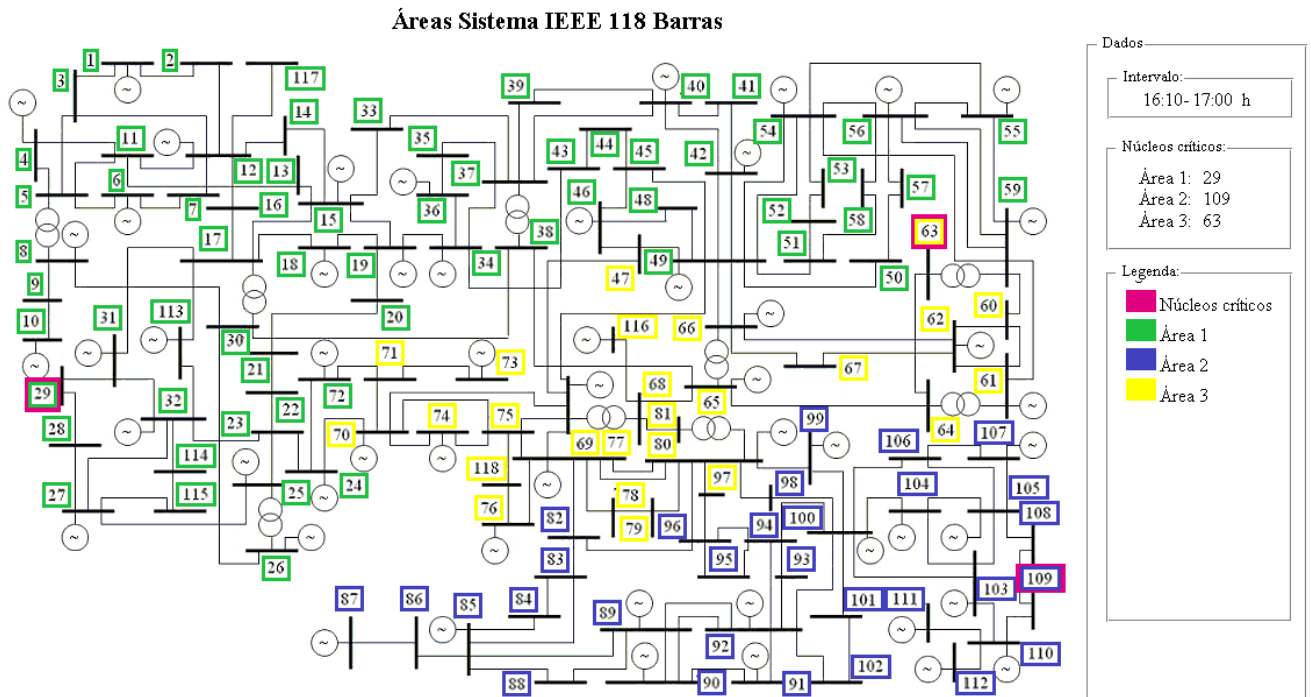


Figura 0.22: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 16:10-17:00 h

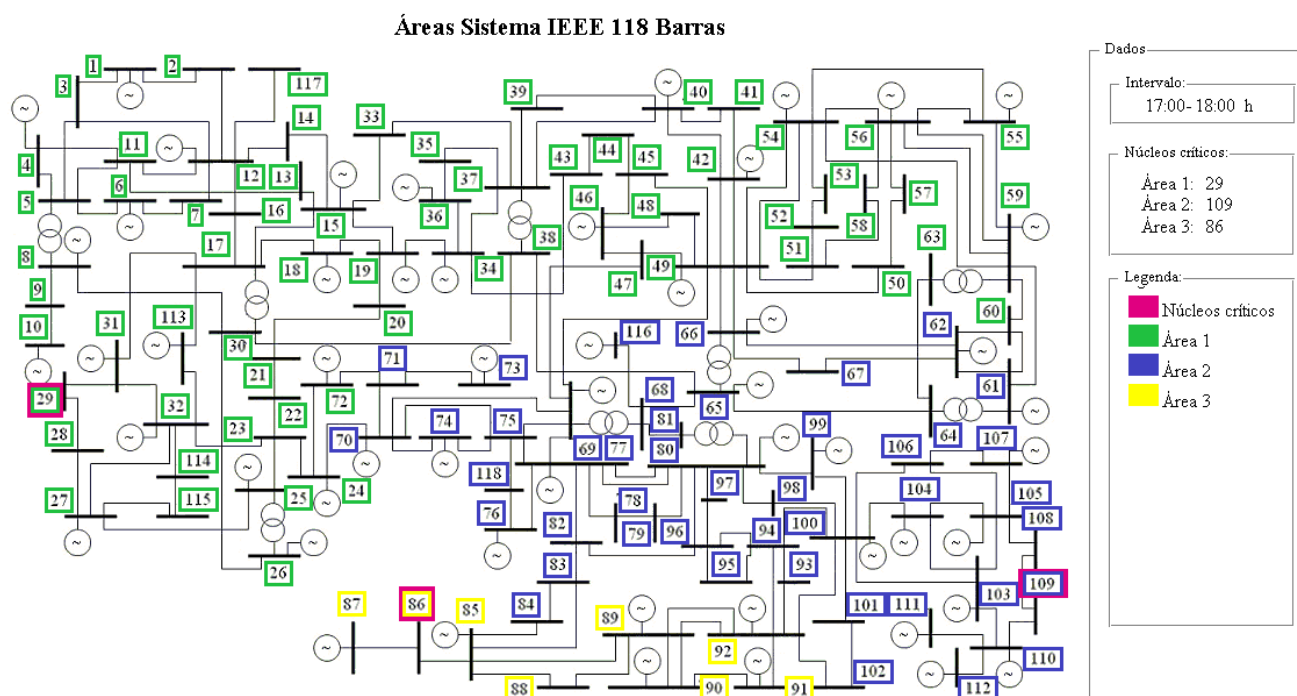


Figura 0.23: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 17:00-18:00 h

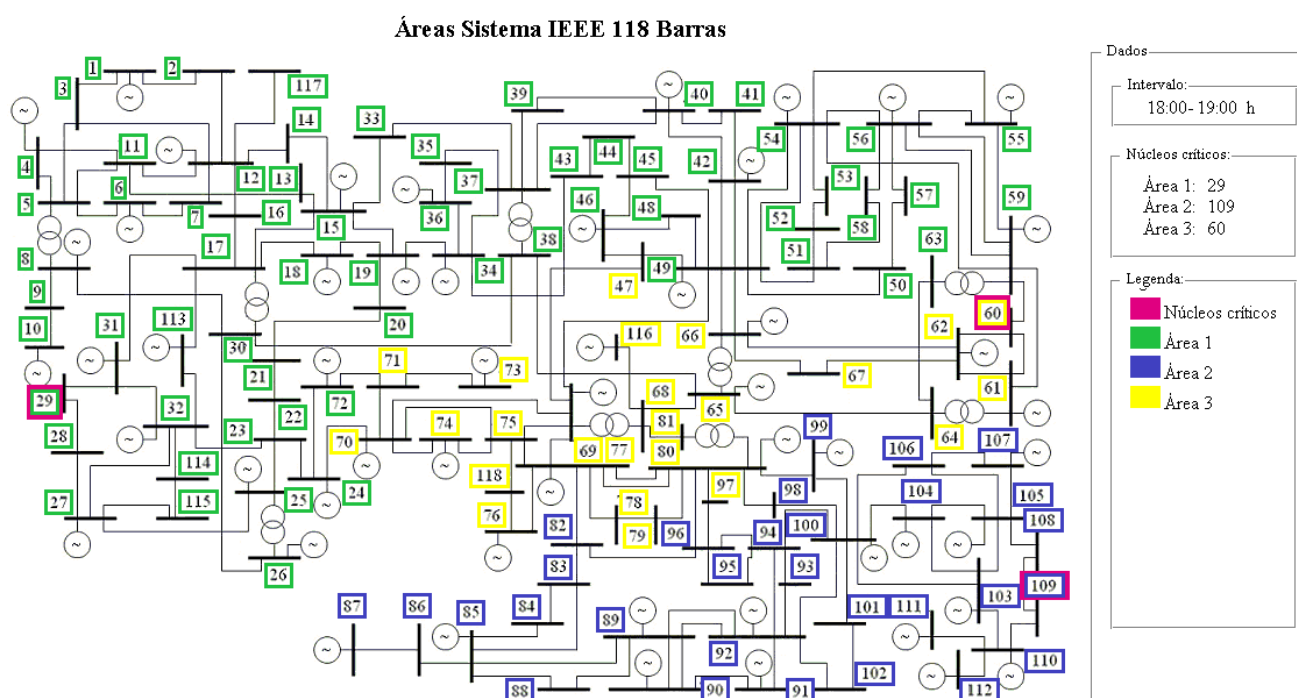


Figura 0.24: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 18:00-19:00 h

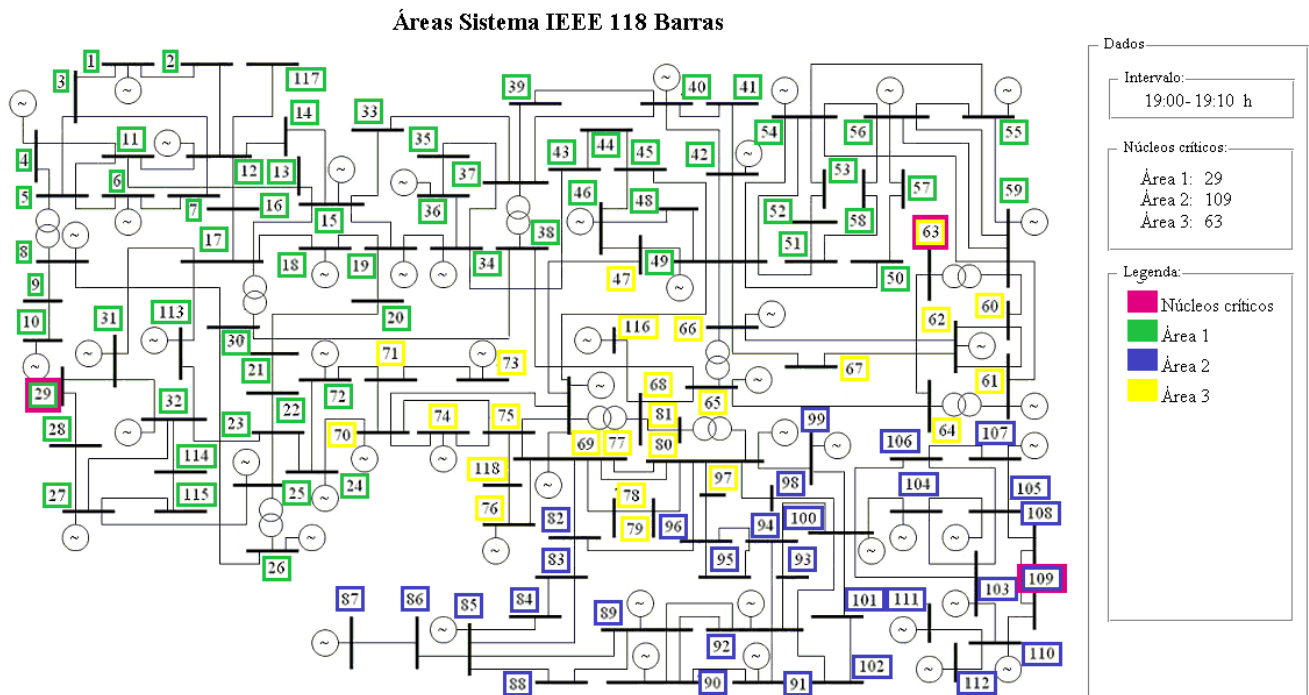


Figura 0.25: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:00-19:10 h

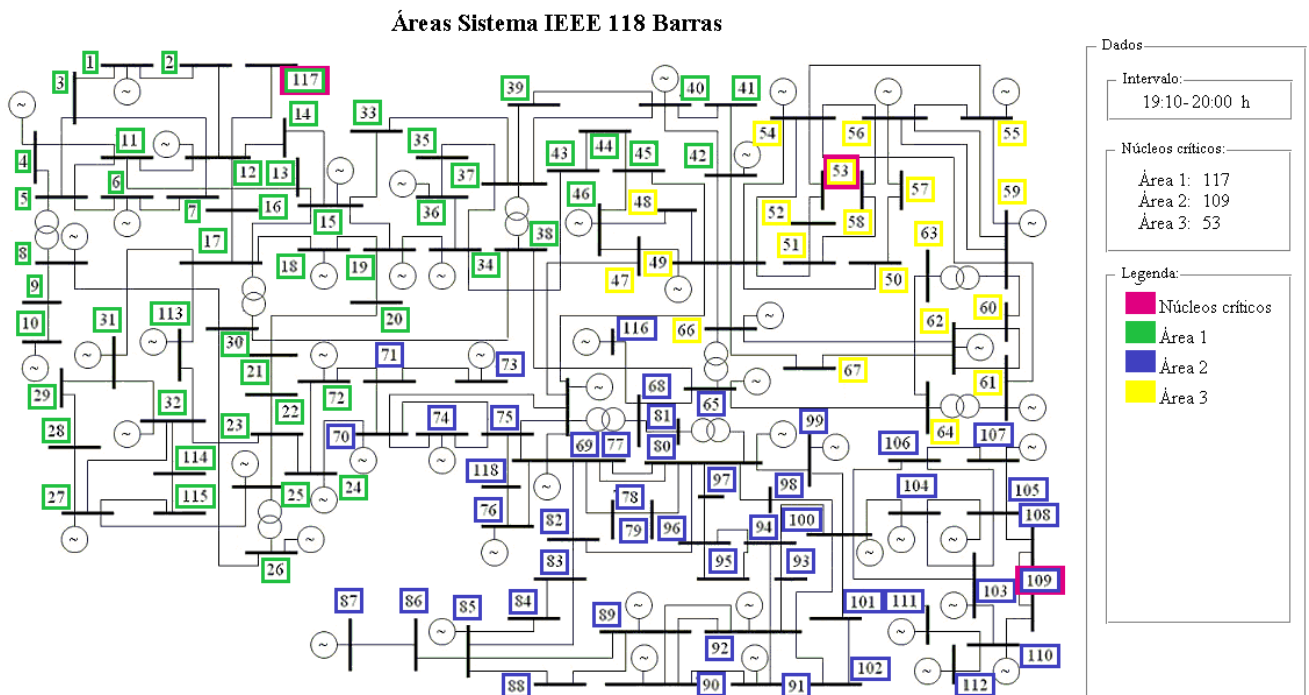


Figura 0.26: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 19:10-20:00 h

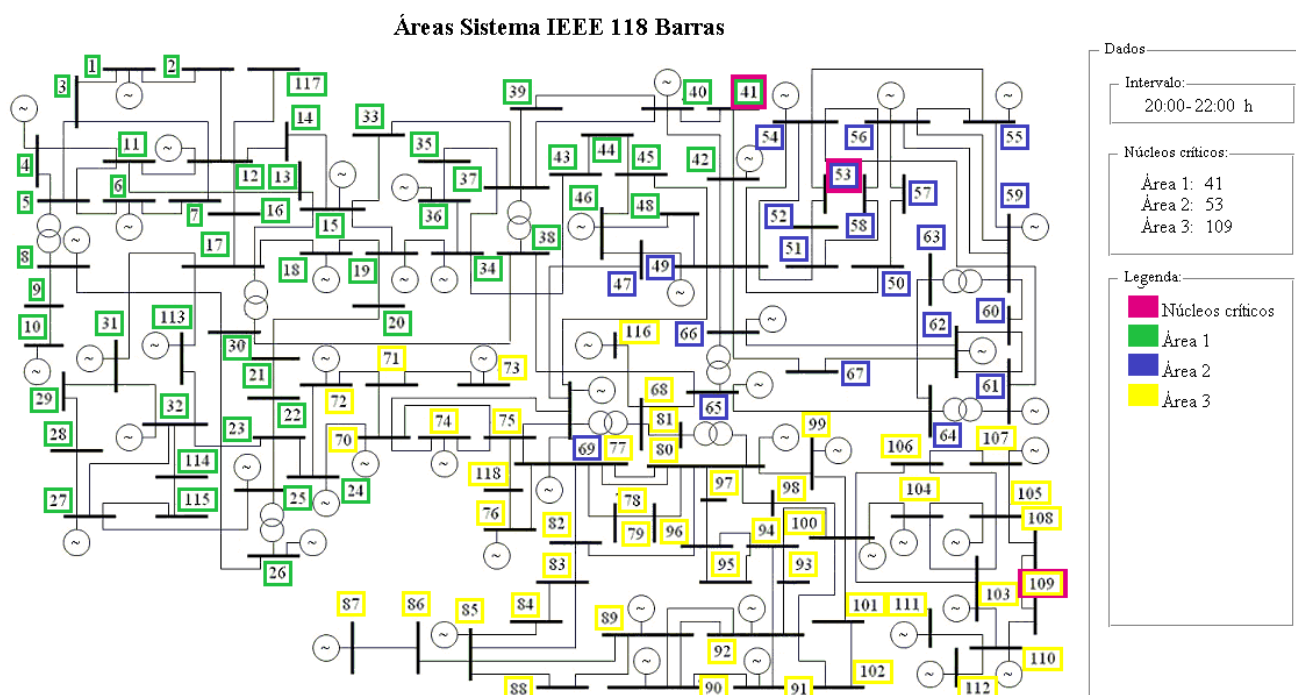


Figura 0.27: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 20:00-22:00 h

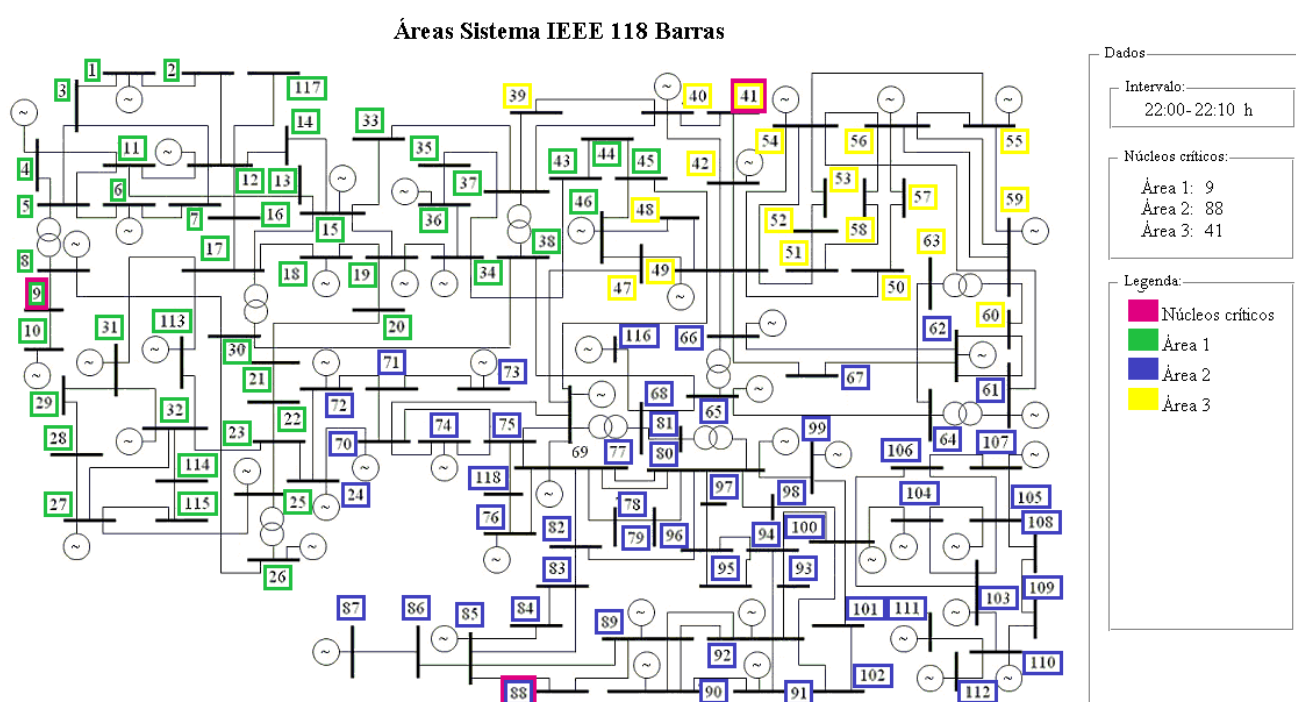


Figura 0.28: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:00-22:10 h

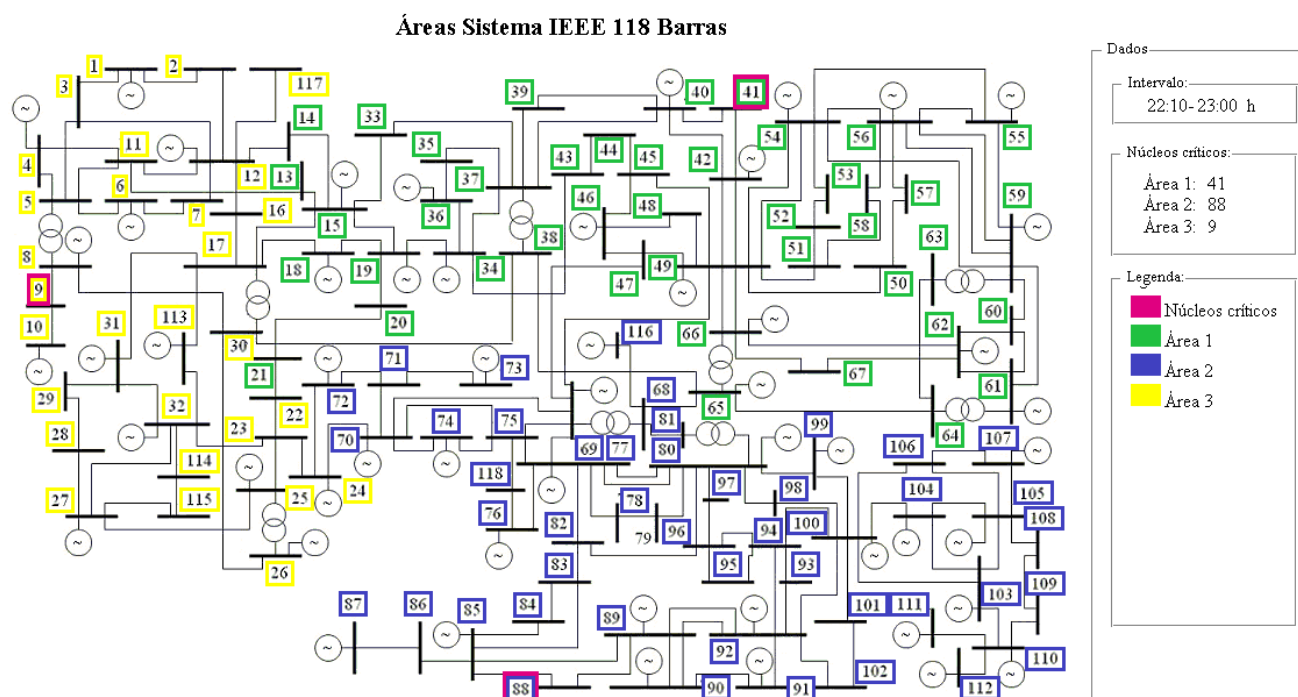


Figura 0.29: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 22:10-23:00 h

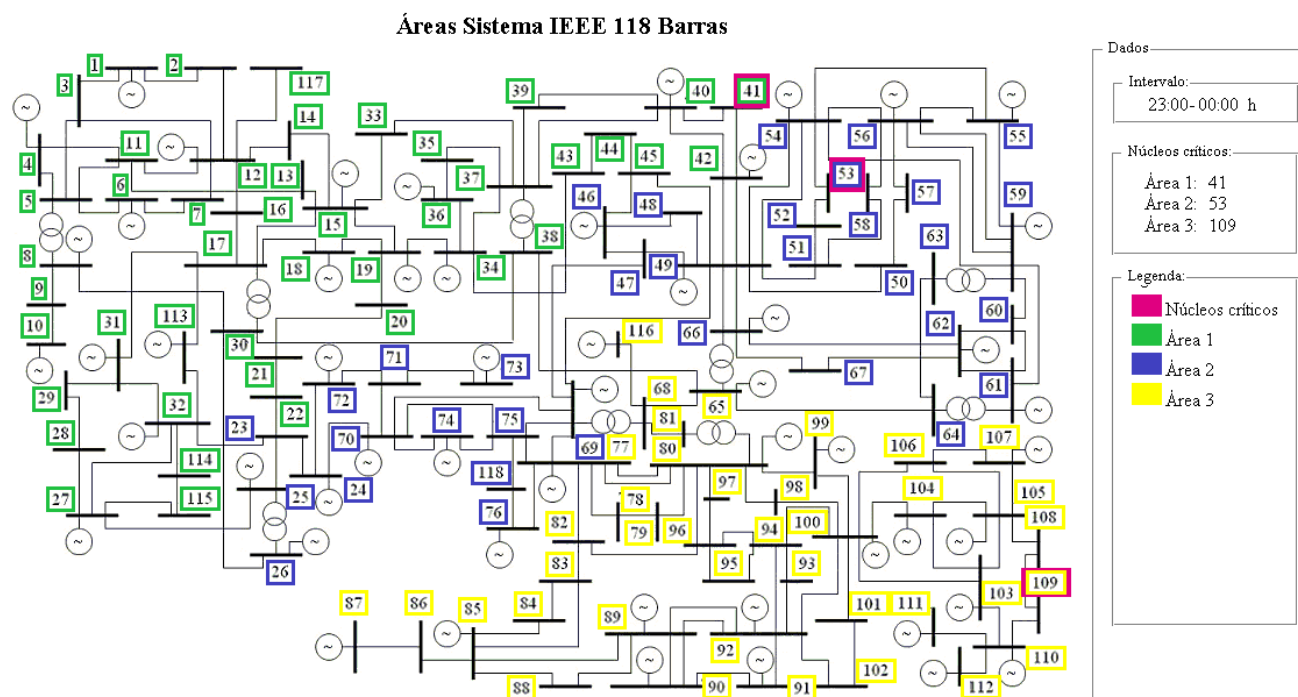


Figura 0.30: Áreas sistema IEEE 118 barras considerando renováveis – Intervalo 23:00-00:00 h

Referências

- [1] FARHANGI, H. The path of the smart grid: The evolution of tomorrow's technology, **IEEE Power and Energy Magazine**, jan.-fev. 2010.
- [2] VOJDANI, A. Smart Integration: The Smart Grid needs infrastructure that is dynamic and flexible, **IEEE Power and Energy Magazine**, pp. 71–79, 2008.
- [3] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; HONÓRIO, L. M.; TORRES, G. L.; LAMBERT-TORRES, G. Increasing the loadability of power systems through optimal-local-control actions, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, fev. 2004.
- [4] KUNDUR P. Power System Stability and Control. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [5] CAÑIZARES C. A. Voltage stability assessment: Concepts, Practices and Tools, **IEEE/FES Power System Stability Subcommittee**, ago. 2002.
- [6] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; MACEDO, W. Critical lines identification on voltage collapse analysis. **Electric Power Components and Systems**, v. 30, p. 783-790, 2002.
- [7] ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; Discussions on Some Voltage Collapse Indices. **Electric Power Systems Research**, v. 53, n. 1, p. 53-58, jan. 2000.
- [8] ZAMBRONI DE SOUZA A. C.; SILVA, A. P. A.; JARDIM, J. L. A.; SILVA NETO, C. A.; TORRES G. L.; FERREIRA, Claudio.; FERREIRA, L. C. A. A new contingency analysis approach for voltage collapse assessment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, p. 781-785, dec. 2003.
- [9] MOHN, F. W.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1115-1122, aug. 2006.
- [10] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; LOPES, Lima, B. Isaias. Unified computational tool for transient and long-term stability studies, **IEEE Proceedings. Generation, Transmission & Distribution**, vol. 3, p. 173-181, 2009.

- [11] QUEZADA, V.H.M.; ABBAD, J.R.; ROMAN, T.G.S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 533-540, may 2006.
- [12] SOUZA A. C. Z. “New techniques to efficiently determine proximity to static voltage collapse”, PhD thesis, 1995.
- [13] JAMIAN, J. J. ; MUSA, H. ; MUSTAFA, M. W. ; MOKHLIS, H. ; ADAMU, S. S. Analysis of distributed generation operation modes using new effective voltage stability index in radial system. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 24, n.11 p. 1576-1585, nov. 2014.
- [14] RAHMAN, M.S. ; MAHMUD, M.A. ; OO, A.M.T. ; POTA, H.R. ; HOSSAIN, M.J. Agent-based reactive power management of power distribution networks with distributed energy generation. **Energy Conversion and Management**, v. 120, p. 120-134, jul. 2016.
- [15] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; CAÑIZARES C. A.; QUINTANA, V. H. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1380-1387, aug. 1997.
- [16] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. S. Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies. **Electric Power Systems Research**, v.47, n. 1, p. 65-70, 1998.
- [17] LEME, R. C.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; DE SOUZA, J. C. S., LO, K. L. Charging Reactive Power Considering System Security Aspects, **International Journal of Electrical Power And Energy Systems**, p. 203-4604, 2010.
- [18] COSTA, V. N.; MONTEIRO, M. R.. Particle swarm optimization applied to reactive power compensation. **In: 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2016, Belo Horizonte.
- [19] AJJARAPU, V.; CHRISTY, C.. The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.7, n. 1, feb. 1992.
- [20] CAÑIZARES C. A.; SOUZA, A. C. Z.; QUINTANA, V. H. Comparison of performance indices for detection of proximity of voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 3, p. 1441-1447, 1996.

- [21] ZAMBRONI, A. C. Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning. **ELSEVIER, Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1491-1498, jul. 2011.
- [22] SILVA, F. H. J. R.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. Extended Lyapunov function for power systems with transmission losses. **In: IEEE Bologna Power Tech Conference**, 2003.
- [23] KUMAR, A.; BHAGAT, S.K. Voltage stability analysis using Lyapunov energy function, **In: 1st Conference on Power, Dielectric and Energy Management at NERIST**, 2015.
- [24] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; LEME, R. C.; VASCONCELOS, L. F. B.; LOPES, B. I. L.; RIBEIRO, Y. C. S. Energy function and unstable solutions by the means of an augmented jacobian. **Applied Mathematics and Computation**, v. 206, p. 154-163, 2008.
- [25] OVERBYE, T. J.; DE MARCO, C. L. Voltage security enhancement using energy based sensitivities. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 1196-1202, ago. 1991.
- [26] DE MARCO, C. L.; OVERBYE, T. J. An energy based security measure for assessing vulnerability to voltage collapse. **IEEE Transaction Power Systems**, v. 5, n. 2, p. 419-427, may. 1990.
- [27] DE LORENCI, E. V.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; LOPES, B.I. Lima. Energy function applied to voltage stability studies - Discussion on low voltage solutions with the help of tangent vector. **Electric Power Systems Research**, v.141, p.290-299, dec.2016.
- [28] PESOTI, P. M.; VALENÇA DE LORENCI, E.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; LO K.; LIMA LOPES, B. I. Robustness Areas Technique Developing Guidelines for Power System Restoration, **Energies**, 2017.
- [29] REZA, M.; SLOOTWEG, J. G.; SCHAVEMARKER, P.H. Investigating impacts of distributed generation on transmission system stability. **In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**, v. 2, p. 1-7, 2003.
- [30] ESMIN, A. A.; LAMBERT-TORRES, G.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. A hybrid particle swarm optimization applied to loss power minimization. **IEEE Trans. Power Syst.**, v.20, n.2, p.859-866, 2005.

- [31] THAPAR, V.; AGNIHOTRI, G.; SETHI, V. K. Critical analysis of methods for mathematical modeling of wind turbines. **Renewable Energy**, v.36, n.11, p.3166-3177, 2011.
- [32] ABDULLAH, M.A.; AGALGAONKAR, A.P.; MUTTAQI, K.M. Probabilistic load flow incorporating correlation between time-varying electricity demand and renewable power generation, **Renewable Energy**, 2013.
- [33] BILLINTON, R.; GUANG BAI. Generating capacity adequacy associated with wind energy, **IEEE Trans. Energy Convers.**, v.19, n.3, p. 641-646, 2004.
- [34] ZANCHETTIN, M. G. Análise da inserção de geração eólica com aerogeradores de indução. Dissertação (Mestrado em Sistemas Dinâmicos e Energéticos), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2012.
- [35] YU, J.; JING, L., HAITAO, L., MING, W., YANG, L., HUI, Y. Research on microgrid reconfiguration under rural network fault, **In: Internacional Conference on Power System Technology**, no. 7, pp. 1–4, 2014.
- [36] HUIISHI, L.; JIAN, S., SIGE, L. Reliability Evaluation of Distribution System Containing MicroGrid, **In: Internacional Conference on Electric Distribution**, 2010.
- [37] ACKERMANN, T. Wind Power in Power Systems. England: John Wiley & Sons, 2005.
- [38] NASCIMENTO, B. N. Uma proposta de metodologia de corte de carga em microrredes ilhadas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.
- [39] HECKTHEUER, L. A. Análise associações de módulos fotovoltaicos. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.
- [40] CARDADOR, M. A. Seguidor de potência máxima para sistema fotovoltaico com conversor matricial.
- [41] ALMEIDA, A. B. Um modelo unificado para análise de geração distribuída nos sistemas de transmissão e distribuição. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

- [42] VARGAS, L.; QUINTANA, V. H. Clustering techniques for voltage collapse detection, **Electric Power System Research**, v.23, n.1, p.53-59, 1993.
- [43] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; QUINTANA, V. H. A new technique of network partitioning for voltage collapse margin calculations, **IEE Proceedings.-Generation Transmission Distribution**, v.141, nov.1994.
- [44] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. Critical bus and point of collapse determination using tangent vectors, **In: 28th North American Power Symposium**, Cambridge, 1996.
- [45] AZEVEDO, R. G.; MONTEIRO, M. R.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Location of reactive power compensation through different methodologies. **In: Regional South East European Conference**, Timisoara, 2014.
- [46] ZHONG, J. On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets. Thesis of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2003.
- [47] ARAUJO FERREIRA, L.C.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; GRANVILLE, S.; MARANGON LIMA, J.W. Interior point method applied to voltage collapse problems and losses reduction, **IEE Proc., Generation, Transmission and Distribution**, v.149, n. 2, p. 165-170, 2002.
- [48] REIS, C. S. M. M. Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2005.
- [49] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Identifying a vanishing eigenvalue in voltage collapse analysis with consideration of limits, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, v.148, n.3, p.263-267, may 2001.
- [50] CHOWDHURY, B. H.; TAYLOR, C.W. Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.15, n.4, p.1354-1359, nov.2000.
- [51] PAIVA, I. F. B. Comportamento da curva QV nas barras da região crítica de um sistema elétrico. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

- [52] PRADA, R. B.; SOUZA, L. J.; SOUSA, L. A. P. The need for a new constraint on voltage/reactive power studies to ensure proper voltage control, **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 24, p.535-540, oct.2002.
- [53] KRAUER, T. R. O. Uma metodologia de análise de sistemas de potência aplicando o continuado QV e PV no ambiente de planejamento de sistemas elétricos, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.
- [54] ALMEIDA, A. B. Consideração dos efeitos de potência reativa na análise de perdas elétricas em sistemas de potência. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.
- [55] KENNEDY J.; EBERHART, R. C. Particle Swarm Optimization, **In: Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks**, Perth, Australia, v.4, p.1942-1948, 1995.
- [56] EBERHART, R. C.; KENNEDY, J. A new optimizer using particle swarm theory. **In: Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science**, Nagoya, Japan, p.39-43, 1995.
- [57] SERAPIÃO, A. B. de S. Fundamentos de otimização por inteligência de enxames: uma visão geral. **Revista Controle & Automação**, v.20, n.3, p.271-304, ago.-set. 2009.
- [58] LIMA, I; PINHEIRO, C. A. M., SANTOS, F. A. O. INTELIGÊNCIA ATIFICIAL, Elsevier, Campus.
- [59] RIBEIRO, P. F.; KYLE SCHLANSKER, W. A hybrid particle swarm and neural network approach for reactive power control, **IEEE**, 2006.
- [60] ESMIN, A. A. A. Estudo de Aplicação do Algoritmo de Otimização por Enxame de Partícula na Resolução de Problemas de Otimização Ligados ao SEP. Tese (Doutorado) Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.
- [61] SHI, Y.; EBERHART, R. C. A Modified Particle Swarm Optimizer. **In IEEE International Conference of Evolutionary Computation, Anchorage**, Alaska, may 1998.
- [62] CORNE, D.; DORIGO, M.; GLOVER, F. Glover, editors. New Ideas in Optimizaton. McGraw Hill, 1999.

- [63] ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; ALVARADO, F.; GLAVIC, M. The effect of loading on reactive market power. **In: Hawaii International Conference on Systems Science**, 2001.
- [64] FOUAD, A. A., VITTAL, V. Power system transient stability analysis using transient energy function method. Upper Saddle River, NJ, USA, Prentice Hall, 1992.
- [65] CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M. Structure preserving direct methods for transient stability analysis of power systems. **In: 24th IEEE Conference on Decision and Control**, Florida, p.70-76, 1985.
- [66] NARASIMHAMURTHI, N.; MUSAVI, M. A generalized energy function for transactions stability analysis of power systems. **IEEE Transactions on Circuits Systems**, v. 31, n. 7, p. 637-645, jul. 1984.
- [67] HISKENS, I. A.; HILL, D. J. Energy functions, transient stability and voltage behavior in power systems with nonlinear loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.4, n.4, p.1525-1533, 1989.
- [68] ANGHEL, M.; MILANO, F.; PAPACHRISTODOULOU A. Algorithmic construction of Lyapunov functions for power system stability analysis. **IEEE Transactions Circuits Systems**, v.60, n.9, p.2533-2546, set.2013.
- [69] OVERBYE, T. J.; PAI. M. A.; SAUER, P. W. Some aspects of the energy functions approach to angle and voltage stability analysis in power systems. **Proceedings of the 31th Conference on Decision and Control**, 1992.
- [70] T. V. Cutsem, C. Vournas, "Voltage stability of electric power systems", New York, NY, USA: Springer, 2008.
- [71] JURADO, F.; CARPIO, J. Energy functions analysis in voltage collapse. **European Transactions on Electrical Power**, v.11, n.4, aug.2001.
- [72] GUEDES, R. B. L.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. Power system low-voltage solutions using an auxiliary gradient system for voltage collapse purposes. **IEEE Trans. Power Syst.**, v.20, n.3, p.1528-1537, aug.2005.
- [73] OVERBYE, T. J.; DE MARCO, C. L. Improved techniques for power system voltage stability assessment using energy methods. **IEEE Trans. Power Syst.**, v.6, n.4, p.1446-1452, nov.1991.

- [74] TAMURA, Y.; IBA, K.; IWAMOTO, S. A method for finding multiple load flow solutions for general power systems. **Proc. IEEE 1980 PES Winter Meeting**, A80 043-0, New York, feb. 1980.
- [75] Power Systems Test Case Archive. Disponível em:
<http://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm>.

ANEXO A – Parâmetros 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	NwCarls1	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						
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						
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						
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						
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						
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						
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						
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						
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						
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						

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	0.0			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	0.0			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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	0.0			0						
57 WNWPhil1	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	0.0			0						
65 Muskngrum	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	0.0	0.0			0						
66 Muskngrum	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	0.0			0						

74 Bellefont	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	0						
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				0.0	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				0.0	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				0.0	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				0.0	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	0.0				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	0.0				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	0.0				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 Saltvllle	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						
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											
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											
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											
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											
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											
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											
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											
8	5	1	1	1	1	0.00000	0.02670	0.0	0	0	0	0	0	0.985	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											
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											
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											
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											

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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	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	0.0	0.0	0.0	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	0	0.935	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0	0.935	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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 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 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 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 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

```