

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**YURI SOLIS STYPULKOWSKI**

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA  
REATIVA**

Porto Alegre

2017

**YURI SOLIS STYPULKOWSKI**

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA  
REATIVA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia – Sistemas de Potência.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2017

YURI SOLIS STYPULKOWSKI

## **ALOCAÇÃO ÓTIMA DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil.

Prof. Dr. Flavio Antonio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil.

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, abril de 2017.

# **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais Roberto e Vera, minhas amadas filhas Eduarda e Julia, e minhas irmãs Maria Angélica e Maria Cristina.

## **AGRADECIMENTOS**

A minha mãe, Vera, ao meu pai, Roberto, as minhas irmãs, Maria Angélica e Maria Cristina, avós, tios, sobrinhas Pietra e Érika, cunhado Eduardo Arend, e demais familiares que me ajudaram nesta longa caminhada.

Minha mãe, que muito me incentivou a ingressar como ela, na UFRGS como melhor universidade, muitas vezes se privou da minha companhia em prol dos meus estudos.

Faço um agradecimento especial aos meus pais e irmãs, que por inúmeras vezes me ajudaram nas tarefas diárias de minha responsabilidade, sem deixar de exigir retidão, responsabilidade e coerência nas minhas atitudes.

Às minhas filhas Eduarda e Julia, que são a minha maior fonte de amor sincero e verdadeiro, motivação e alegria da minha vida, e que entrego a minha esperança num mundo melhor, mais justo e fraterno. Para mim não há tarefa mais nobre e importante do que ajudá-las a trilhar pelo caminho correto.

À Luciana Cruz, que traz alegria e paz para a minha vida, e que com seu jeito simples e encantador, me motiva a ser um ser humano melhor, e ilumina o meu caminho na busca do bem.

À empresa CEEE-GT, onde trabalhei por seis anos e tive o primeiro contato com o setor elétrico, e onde obtive muitos dos conhecimentos que ajudaram na minha formação como Engenheiro Eletricista.

À empresa Eletrobrás Eletrosul, onde trabalho há 11 anos, e pude amadurecer e aprimorar meus conhecimentos no sistema elétrico de potência.

Aos amigos, que tiveram paciência e compreensão nos diversos momentos em que estive ausente com o propósito de estudar.

Aos amigos e amigas que fiz na universidade durante esta caminhada de graduação e pós-graduação, e que foram essenciais na minha formação, seja pelos grupos de estudos para as provas, nos trabalhos em grupo e no incentivo para enfrentar os desafios. No LASEP tive a honra de conviver alguns períodos com mentes inovadoras, que por muitas vezes me inspiraram e incentivaram a dar o melhor de mim. Há muitos para citar, como Clodoaldo Lambiase, André Michel, Sérgio Braunstein, Rodrigo Trevizan, Mauren Pomalis, Lucas Walantus, Bibiana Petry, Aquiles Rossoni, Tatiano Busatto, Robert Cabral, Renato Gonçalves, Daphne Schwanz, César Arias, Alex Tronchoni, e peço desculpas aos que por descuido não citei aqui. Não posso deixar de enfatizar ao amigo Clodoaldo, pelas conversas acadêmicas para a dissertação, seja jogando tênis, seja pedalando de bicicleta na minha amada cidade natal, Porto Alegre.

Ao meu orientador Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, pelo apoio e incentivo fundamentais durante a realização deste trabalho, tanto na área acadêmica como mestre, quanto na vida pessoal como amigo, sempre me inspirando a trabalhar cada vez mais em pesquisa na área de sistemas elétricos de potência, focando principalmente em qualidade de energia elétrica.

Ao programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, PPGE/UFGRS, pela oportunidade de estudar num dos melhores programas de pós-graduação do país, realizando pesquisas em minha área de interesse.

## RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia para enumerar soluções, que indiquem a barra e a compensação de potência reativa necessária para o sistema elétrico sob análise, que atendam aos requisitos avaliados pela função objetivo e as restrições. Nessa alocação de compensação ótima de potência reativa, obtemos as melhores barras e configurações de potências e tecnologias de dispositivos de compensação, minimizando as perdas totais de potência ativa da rede. Em redes fracas com conversores de frequência (por exemplo, para conexão de fontes renováveis, ou interligações utilizando conversores HVDC), esta metodologia proposta busca a melhor relação de curto-circuito trifásico (SCR) no ponto de conexão do conversor de frequência, melhorando a conexão da barra de interesse. O método busca soluções para alocar um único dispositivo de compensação, e soluções alocando simultaneamente dois dispositivos. A metodologia proposta baseia-se na enumeração exaustiva das soluções, e o estudo de caso nos sistemas de 14 e 30 barras do IEEE mostrou a aplicabilidade e funcionalidade da metodologia proposta.

**Palavras-chaves: Alocação. Compensação de Potência Reativa. Enumeração Exaustiva. Otimização. Redes Fracas. SCR.**

## **ABSTRACT**

This work proposes a methodology to enumerate solutions, which indicate the bar and the reactive power compensation required for the electrical system under analysis, that meet the requirements evaluated by the objective function and the constraints. In this allocation of optimal compensation of reactive power, we obtain the optimal bars and technologies of compensation devices, minimizing the total losses of active power of the network. In weak networks with frequency converters (e.g. for connection of renewable sources, or interconnections using HVDC converters), the proposed methodology seeks the best three-phase short-circuit (SCR) relation at the connection point, improving the connection of the new generation. The method looks for solutions to allocate a single compensation device, and solutions to allocate two devices simultaneously. The proposed methodology is based on the exhaustive enumeration of the solutions. A case study carried out in the IEEE 14 and 30 bus systems shows the applicability and performance of the proposed methodology.

**Keywords:** Allocation. Exhaustive enumeration. Optimization. Reactive power compensation. SCR. Weak grids.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>18</b>
1.1	JUSTIFICATIVA .....	18
1.2	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO .....	19
1.3	OBJETIVO.....	21
1.4	DELIMITAÇÕES DO TRABALHO.....	22
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	23
<b>2</b>	<b>DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA .....</b>	<b>25</b>
2.1	COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS.....	25
2.2	COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS COM SUPERCONDUTORES.....	27
2.3	COMPENSADORES ESTÁTICOS VARIÁVEIS .....	30
<b>3</b>	<b>REDES FRACAS (<i>WEAK GRIDS</i>) .....</b>	<b>33</b>
3.1	CARACTERIZAÇÃO DE PONTOS FRACOS DA REDE ( <i>WEAK GRIDS</i> ) .....	33
3.2	RELAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO (SCR).....	34
<b>4</b>	<b>OTIMIZAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA.....</b>	<b>38</b>
4.1	ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO .....	39
4.2	ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS <i>FACTS</i> .....	41
<b>5</b>	<b>MÉTODO PROPOSTO .....</b>	<b>44</b>
5.1	FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES.....	45
5.2	ETAPAS DO MÉTODO PROPOSTO .....	49
5.3	CONSIDERAÇÕES PARA O FLUXO DE POTÊNCIA.....	53
5.4	MÉTODO PARA CALCULAR O SCR.....	55
5.5	MÉTODO PARA AS CONTINGÊNCIAS .....	56
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>58</b>

6.1 CASO 14.1: GERAÇÃO DE 129,5 MW NA BARRA 14 .....	59
6.2 CASO 14.2: GERAÇÃO DE 60MW NA BARRA 12 E CAPACITOR DE 30 MVAR NA BARRA 3.....	65
6.3 CASO 30.1: SISTEMA IEEE 30 BARRAS MODIFICADO, E COM GERAÇÃO DE 100 MW NA BARRA 18, EM ETAPAS.....	67
6.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....	72
6.4.1 : Influência dos pesos <b>a1</b> , <b>a2</b> e <b>a3</b> na classificação das soluções .....	72
6.4.2 Influência da carga nas soluções.....	76
6.4.3 Influência da restrição $c_0$ nos resultados .....	77
<b>7 CONCLUSÕES .....</b>	<b>81</b>
7.1 TRABALHOS FUTUROS.....	83
7.2 ARTIGOS SUBMETIDOS E PUBLICADOS .....	85
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>86</b>
<b>APÊNDICE A: SISTEMAS TESTADOS.....</b>	<b>93</b>
<b>APÊNDICE B: DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>96</b>
<b>APÊNDICE C: INFLUÊNCIA DA SCR EM PARQUES EÓLICOS.....</b>	<b>101</b>
<b>APÊNDICE D: INFLUÊNCIA DA SCR EM HVDC .....</b>	<b>107</b>
<b>APÊNDICE E: MODELAGEM DE COMPENSADORES ESTÁTICOS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>110</b>
<b>APÊNDICE F: SCR DOS SISTEMAS TESTADOS .....</b>	<b>113</b>
<b>APÊNDICE G: TABELAS E FIGURAS AUXILIARES DO ESTUDO DE CASO .</b>	<b>115</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Curvas de potência reativa pela corrente de campo, do SC e do SuperVAR.....	28
Figura 2 – Compensador Síncrono de +/- 8 Mvar com Supercondutores (SuperVAR <sup>TM</sup> ) .....	29
Figura 3 – Modelo simplificado de uma LT.....	34
Figura 4 – Influência da relação X/R na tensão terminal do PCC.....	34
Figura 5 – Representação da árvore binária implementada neste trabalho .....	48
Figura 6 – Diagrama de etapas do método proposto .....	50
Figura 7 – Fluxograma do método proposto .....	51
Figura 8 – Fluxograma para a restrição $c_0$ .....	56
Figura 9 – Fluxograma para o cálculo da variável $CY_0$ .....	57
Figura 10 – Árvore binária para o caso 14.1 .....	60
Figura 11 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 6 .....	62
Figura 12 – Módulos das tensões para a melhor solução alocando 1 compensador.....	69
Figura 13 – Perdas de potência ativa por barra .....	69
Figura 14 – Árvore binária para o caso 30.1, inserindo 100 MW na barra 18 e FP unitário ...	71
Figura 15 – Análise de Sensibilidade para os pesos da função objetivo.....	74
Figura 16 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 14 barras.....	93
Figura 17 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 14 barras no software <i>Power World</i> .....	94
Figura 18 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 30 barras .....	95
Figura 19 – Efeito <i>flicker</i> de uma turbina eólica em operação contínua em função do SCR	105
Figura 20 – <i>Flicker</i> para controle <i>pitch</i> .....	106
Figura 21 – Efeito <i>flicker</i> para controle <i>stall</i> .....	106
Figura 22 – Efeito <i>flicker</i> de curta duração para diferentes frequências de corte .....	106
Figura 23 – Potência medida de uma turbina de velocidade fixa durante um período .....	106

Figura 24 – Potência ativa dependendo do ângulo $\delta$ para diferentes SCR .....	109
Figura 25 – Limite de estabilidade de tensão dependendo de P e Q para diferentes SCR ....	109
Figura 26 – Modelo do SVC para o fluxo de potência .....	110
Figura 27 – Modelo do SVC para o fluxo de potência, incluindo o transformador do SVC.	110
Figura 28 – Curva de reativos pela tensão da barra controlada para compensador estático controlado por potência reativa gerada .....	111
Figura 29 – Curva de reativos pela tensão da barra controlada para compensador estático modelado por corrente injetada .....	111
Figura 30 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 9 .....	118
Figura 31 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 26.....	120
Figura 32 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 30, com a carga 10% maior	123
Figura 33 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 32, com a carga 50% menor, alocando um compensador .....	125
Figura 34 – Módulos das tensões alocando um compensador na mesma barra onde é inserida geração, com a carga 50% menor .....	126
Figura 35 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 33, com a carga 50% menor, alocando dois compensadores .....	127

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Avaliação da SCR conforme a EPE.....	36
Tabela 2 – Primeiros algoritmos de otimização de compensação de potência reativa .....	38
Tabela 3 – Valores utilizados para os pesos na função objetivo .....	46
Tabela 4 – Parâmetros das máquinas rotativas utilizadas nas simulações .....	54
Tabela 5 – Número de combinações possíveis para o estudo de caso.....	55
Tabela 6 – Primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 14 barras, adicionado 129,5 MW na barra 14.....	61
Tabela 7 – Ranking de vezes em que cada barra é citada como solução ótima para alocar 2 dispositivos no caso 14.1 .....	62
Tabela 8 – Potência Reativa necessária para as vinte primeiras classificações, para o IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 .....	64
Tabela 9 – Primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 14 barras, adicionado 60MW na barra 12 sem o capacitor .....	65
Tabela 10 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de um compensador.....	68
Tabela 11 – Comparativo entre os cinco primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras, adicionado 100 MW na barra 18.....	72
Tabela 12 – Análise de Sensibilidade para os pesos da função objetivo .....	73
Tabela 13 – Perdas de potência ativa para o IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com $c_0$ flexibilizado .....	78
Tabela 14 – Resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14, com $c_0$ flexibilizado .....	80
Tabela 15 – Dados dos barras, tensões e ângulos para o sistema IEEE 14 barras .....	97

Tabela 16 – Tensões para o sistema IEEE 30 barras .....	98
Tabela 17 – Ângulos para o sistema IEEE 30 barras.....	99
Tabela 18 – Carga e Perdas totais de potência ativa.....	99
Tabela 19 – Parâmetros dos dispositivos de compensação de potência reativa para os sistemas IEEE.....	100
Tabela 20 – Avaliação da <i>ESCR</i> .....	108
Tabela 21 – SCR do sistema IEEE 14 barras, para uma potência fictícia de 100 MW em cada barra .....	113
Tabela 22 – SCR do sistema IEEE 30 barras, para uma potência fictícia de 100 MW em cada barra .....	114
Tabela 23 – Resultados para o IEEE 14 barras adicionado 129,5MW na barra 14.....	116
Tabela 24 – Potência Reativa necessária para o caso 14.1, das classificações 21 a 47 .....	117
Tabela 25 – Ranking de vezes em que cada barra é citada como solução ótima para alocar 2 dispositivos, no caso 14.2.....	118
Tabela 26 – Resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando geração de 60 MW na barra 12 com um capacitor de 30 Mvar na barra 3.....	119
Tabela 27 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de dois compensadores .....	121
Tabela 28 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de um compensador com geração de 50 MW na barra 18.....	121
Tabela 29 – Doze primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de dois compensadores com geração de 50 MW na barra 18.....	122
Tabela 30 – Dez primeiros resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga aumentada em 10% .....	123
Tabela 31 – Potência Reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 30	124

Tabela 32 – Resultados para alocação de um compensador no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga reduzida para 50%.....	125
Tabela 33 – Dez primeiros resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga reduzida para 50%.....	126
Tabela 34 – Potência Reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 33	127

## LISTA DE ABREVIATURAS

AC	<i>Alternating Current</i> , ou Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CER	Compensador Estático de Reativos
CPF	<i>Continuous Power Flow</i> , ou fluxo de potência contínuo
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i> , ou gerador de indução de dupla alimentação
DSC	<i>Dynamic Synchronous Condenser</i> , ou compensador síncrono dinâmico
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FC	Capacitor Fixo, ou <i>Fixed Capacitor</i>
FP	Fator de Potência
GA	<i>Genetic Algorithm</i> , ou Algoritmo Genético
GD	Geração Distribuída
GS	Gerador Síncrono
HTS	<i>High-Temperature Superconductor</i> , ou supercondutor de alta temperatura
HVDC	<i>High-voltage Direct Current</i>
IPC	Controlador de potência de interfase
LCC	<i>Line-commutated converter</i>
LT	Linha de Transmissão
LTC	Comutador de tap sob carga
MIXLP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i> , ou Programação Linear de Múltiplos Inteiros
MME	Ministério de Minas e Energia

MSC	Capacitor Chaveado Mecanicamente, ou <i>Mechanically-switched Capacitor</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPF	<i>Optimal Power Flow</i> , ou Fluxo de Potência Ótima
ORPF	<i>Optimal Reactive Power Flow</i> , ou Fluxo Ótimo de Potência Reativa
PCC	Ponto de Conexão Comum, ou <i>Point of Common Connection</i>
PCT	Pequenas Centrais Termoelétricas
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PL	Programação linear
PNL	Programação não-linear
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PS	Tiristor controlado por deslocamento de fase (PS)
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> , ou Enxame de Partículas
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	<i>Root Mean Square</i> , ou valor médio quadrático
RP	Regime Permanente
RPLI	Índice de Perda de Potência Reativa
SC	<i>Synchronous Condenser</i> , ou Compensador Síncrono
SCC	<i>Self-commutated converter</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i> , ou gerador de indução de gaiola de esquilo
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i> , ou relação de curto-circuito trifásico
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

SR	Reator Saturado, ou <i>Saturated Reactor</i>
SSSC	<i>Solid-state Series Controller</i> , ou Controlador Série de Estado Sólido
STATCOM	<i>Static Compensator</i> , ou Compensador Estático Variável Avançado
SVC	<i>Static Var Compensator</i> , ou Compensador Estático Variável
TCR	<i>Thyristor-controlled Reactor</i> , ou Reator controlado por tiristor
TCSC	<i>Thyristor-controlled Series Capacitor</i> , ou Capacitor série chaveado por tiristor
TF	Transformador de Força
TP	Transformador de Tensão
TPC	Transformador Potencial Capacitivo
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
TSC	Capacitor Chaveado por Tiristor, ou <i>Thyristor-switched Capacitor</i>
TSR	Reator Chaveado por Tiristor, ou <i>Thyristor-switched Reactor</i>
UPFC	Controlador de fluxo de potência unificado
WSCR	<i>Weighted Short Circuit Ratio</i>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 JUSTIFICATIVA

A compensação de potência reativa é a ação destinada a otimizar globalmente a potência reativa num sistema elétrico (NBR5460, 1992). Melhorar o desempenho da rede com a alocação de compensação de potência reativa é uma tarefa importante para que a expansão dos sistemas elétricos busquem menores tarifas para os consumidores, em prol da modicidade tarifária.

Alguns aspectos para a questão da compensação da potência reativa são: melhorar o fator de potência (FP) da carga, reduzir a flutuação da tensão, eliminar componentes harmônicos produzidos por cargas não-lineares (BONNARD, 1985), aumentar a potência ativa máxima que pode ser transmitida numa linha de transmissão (LT), controlar sobretensões de regime permanente e temporárias, fornecer suporte de potência reativa durante contingências para evitar apagões.

O perfil de tensão em regime permanente do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é sensível ao patamar de carga e à topologia da rede, com o módulo da tensão influenciado diretamente pela potência reativa. As cargas utilizadas pelos consumidores apresentam a tendência de aumento da componente indutiva em relação à resistiva, como por exemplo lâmpadas fluorescentes e LED, o que aumenta a necessidade de compensação de potência reativa.

A expansão da geração de energia elétrica no Brasil prevê uma contribuição maior das fontes renováveis não tradicionais, como as Eólicas, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), Pequenas Centrais Termoelétricas (PCT) como biomassa e solar, na matriz energética nacional, com uma expansão média anual de 10% em capacidade instalada, representando um acréscimo de 73,5 GW no país entre 2014 e 2024. Em destaque nas fontes renováveis está a

eólica, com previsão de passar dos 5 GW de potência instalada no Brasil em dezembro de 2014, para 24 GW instalados em dezembro de 2024 (PDE 2024, MME, 2015). Fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica tem a particularidade de se conectarem à rede através de conversores de frequência, o que traz novos desafios para a compensação de potência reativa.

## 1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A determinação das barras para alocação de compensação reativa é uma tarefa difícil, e com escolhas inadequadas, pode piorar o perfil de tensão da rede e aumentar as perdas de potência ativa (SILVA; BELATI, 2016) (ZHANG *et al.*, 2014). Com a conexão das fontes renováveis ocorrendo geralmente num ponto de conexão considerado fraco (PIWKO *et al.*, 2005), e com interconexões através de conversores HVDC (EGEA-ALVAREZ *et al.*, 2015), (ZHANG *et al.*, 2016), é preciso analisar a mudança de desempenho no ponto de conexão. Uma rede considerada eletricamente fraca tem potencialmente os seguintes problemas:

- Controle de tensão em áreas dominadas por dispositivos eletrônicos de potência, com alta sensibilidade de  $dV/dQ$ , em que uma pequena variação do suporte de potência reativa causa grandes desvios de tensão (ZHANG *et al.*, 2014).
- Com a presença de fontes renováveis, barras com SCR abaixo de 3 apresentam problemas de desempenho, havendo mais dificuldade para o controle da tensão na recuperação após a eliminação de falta na rede (ZHU; BROWN, 2015).
- Dificuldade em coordenar com o controle do sistema HVDC próximo (ZHU, 2009).

- Resposta de tensão oscilatória causada por um controle rápido e agressivo de tensão em malha fechada de sistemas de controle de parques eólicos, não adequados para redes fracas (ZHANG *et al.*, 2014).

Atualmente, a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) indica necessidade de estudo de relação de curto-circuito trifásico para parques eólicos que utilizam conversores de frequência (EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REV1, 2014), para avaliar a necessidade de instalação de compensadores síncronos. Na seção 3.2 desta dissertação será abordada a SCR (conhecida na literatura como *Short Circuit Ratio*), em que a maioria dos autores define como sendo uma rede fraca com SCR menor do que 3, médio entre 3 e 5, e rede forte (ou robusta) para SCR maior do que 5.

Os parques eólicos e plantas fotovoltaicas tem um requisito mínimo de SCR. Para a conexão destas fontes em redes fracas, são necessários estudos adicionais de planejamento, como de suporte de potência reativa, para garantir o ajuste adequado dos dispositivos dinâmicos para controle de tensão (ZHU; BROWN, 2015).

O uso de compensadores síncronos no SEP tem algumas particularidades:

- compensação reativa variável, em função da variação da potência injetada pela fonte renovável não tradicional,
- elevação da potência de curto-circuito no ponto de conexão da fonte renovável não tradicional, útil para sistemas radiais e pontos fracos da rede,
- atenuação dos afundamentos de tensão da rede em função da energia cinética armazenada no eixo do rotor de compensadores síncronos.

Mesmo em sistemas com SCR médio, pode ser necessário o uso de compensação de potência reativa para que o sistema não entre em colapso com faltas na rede (TELEKE *et al.*, 2008).

Uma rede fraca, com baixo SCR, tende a apresentar afundamentos de tensão mais severos, e há risco de perda de estabilidade das máquinas conectadas na região. Em (TELEKE *et al.*, 2008) é feita uma comparação do desempenho dinâmico entre um compensador síncrono rotativo (SC), um compensador síncrono utilizando supercondutores no enrolamento do rotor (SuperVAR), e um compensador estático variável (SVC). Os resultados mostraram que o SVC injeta mais potência reativa e tem um melhor desempenho dinâmico para faltas que causam moderados afundamentos de tensão, como faltas monofásicas a terra em redes fracas. Já o SC auxilia para que a tensão retorne para o valor nominal mais rápido e mostra um melhor desempenho dinâmico para faltas mais severas, como faltas trifásicas a terra em redes fortes. O SuperVAR injeta até 45% mais potência reativa em comparação com o SC durante uma falta trifásica próxima a terra.

Os resultados de (TELEKE *et al.*, 2008) mostraram que mesmo com um SCR considerado como médio, pode ser necessária a compensação de potência reativa para que a rede não entre em colapso, após a eliminação de uma falta. Por outro lado, para um SCR considerado alto, mesmo sem compensação de potência reativa, não há colapso de tensão.

### **1.3 OBJETIVO**

O objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia para enumerar soluções que indiquem a barra otimizar a compensação de potência reativa em um sistema elétrico de potência. A otimização tem por objetivo a minimização das perdas ativas no

sistema, a minimização da injeção de potência reativa dos compensadores e a maximização da relação de curto circuito (SCR) na barra de conexão de novas unidades geradoras.

Este trabalho se propõe a obter os seguintes objetivos específicos:

- verificar se soluções com baixo valor de SCR na barra de interesse, conseguem obter os módulos das tensões dentro dos limites, em condições normais e sob contingências,
- verificar se as soluções melhores classificadas pela metodologia proposta, obtém as melhores reduções de perdas totais de potência ativa.

#### **1.4 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO**

Esta dissertação de mestrado delimitou-se a implementar uma metodologia para melhorar o desempenho da rede elétrica analisada, com a alocação ótima de compensação de potência reativa, de forma a atender as restrições e enumerar exaustivamente as soluções pelo valor obtido com a função objetivo.

Para analisar a alocação de compensação de potência reativa no SEP, a pesquisa será focada em redes de transmissão e subtransmissão de energia elétrica, com a característica de operação em anel de áreas do sistema. A metodologia é desenvolvida para o sistema em regime permanente, e não verifica a contingência simultânea de mais de um elemento por vez. Assim, para as soluções apresentadas pela metodologia, podem ser necessários estudos adicionais, como de estabilidade eletromecânica, de regime transitório sob condições de manobra, de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), ou de curto-circuito (ONS, Submódulo 23.3).

Para implementar a metodologia proposta em áreas do sistema com barras conectadas em série, na topologia radial, é preciso observar que existirão contingências que ilharão uma ou mais barras. A alocação de compensação numa barra conectada radialmente faz com que na contingência de um ou mais circuitos à montante desta barra, e conseqüentemente o ilhamento desta barra, perda sentido a alocação proposta. Assim, a metodologia proposta faz sentido para contingências à jusante desta barra.

O método proposto não é limitado a aplicações em redes fracas, tampouco dependente de inserção de novas fontes de geração.

Embora quando há na barra  $i$  conexão de unidades geradoras com conversores de frequência e a função objetivo utilize como critério o  $SCR_i$ , a modelagem dos conversores de frequência para o fluxo de potência não foi implementada no algoritmo, ficando como sugestão para trabalhos futuros.

## **1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Esta dissertação está dividida em sete capítulos, sendo os capítulos a seguir divididos da seguinte forma:

- no Capítulo 2 são descritos os principais dispositivos de compensação de potência reativa utilizados em sistemas elétricos de potência, com enfoque nos dispositivos que serão utilizados nas simulações deste trabalho,
- no Capítulo 3 serão abordadas as características mencionadas na literatura para caracterizar uma rede como eletricamente fraca, as principais métricas utilizadas para classificação da robustez da rede, e a influência da robustez da rede no desempenho de um sistema elétrico,

- no Capítulo 4 há uma revisão da literatura sobre otimização da alocação de dispositivos de compensação de potência reativa, com referências sobre métodos de otimização que são utilizados para este fim,
- no Capítulo 5, é detalhada a estrutura da metodologia implementada neste trabalho, pormenorizando as partes do algoritmo escrito em *Matlab*, a função objetivo e as restrições,
- no Capítulo 6, está descrito o estudo de caso a que este trabalho se propõe,
- o Capítulo 7 apresenta as conclusões e os aspectos desta dissertação que podem ser incluídos ou melhorados em trabalhos futuros.

## 2 DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

Existem diversos dispositivos para compensação de potência reativa para sistemas de potência, e pode-se dividi-los da seguinte forma:

- rotativos: geradores e compensadores síncronos,
- estáticos: utilizam eletrônica de potência,
- manobráveis: capacitores fixos (FC) e reatores.

Este trabalho será concentrado nos compensadores rotativos e estáticos, ficando a opção para trabalhos futuros incluir no algoritmo proposto no capítulo 5 a compensação reativa através de FC's e reatores.

Os compensadores rotativos são tradicionais no SEP (assim como FC e Reator), e estão presentes desde os primórdios do sistema elétrico de potência. Quanto aos estáticos, há uma família de compensadores, conhecidos como *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS).

### 2.1 COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS

O Compensador Síncrono rotativo é mais conhecido na literatura como *Synchronous Condenser* (SC), podendo também ser encontrado como *Dynamic Synchronous Condenser* (DSC). O SC é uma máquina síncrona operando sem acoplamento mecânico no eixo, consumindo potência ativa da rede como um motor síncrono devido às perdas Joule nos enrolamentos do estator e rotor, perdas magnéticas, mecânicas e adicionais. Através do controle da corrente de excitação, esta máquina síncrona pode absorver ou gerar potência

reativa, operando em regime permanente subexcitado ou sobreexcitado (MONTICELLI; GARCIA, 2003).

São utilizados para regulação de tensão desde a década de 1930, sendo que há um aumento significativo na sua importância nos últimos anos, pelo fato do SC elevar a potência de curto-circuito no ponto de conexão, muito útil para sistemas radiais e pontos fracos da rede. Com a expansão das fontes alternativas, que se conectam à rede por intermédio de conversores de frequência, o desempenho e controle das máquinas conectadas por meio de conversores de frequência dependem de uma SCR alta. No Apêndice C desta dissertação, será discutida a influência da SCR para turbinas eólicas.

Para as simulações de fluxo de potência e para o cálculo do SCR, é necessário utilizar os valores das reatâncias síncrona, transitória e subtransitória de eixo direto, além da resistência de armadura  $r_s$ . Conforme (ONG, 1998), estes parâmetros podem ser calculados pelas equações (1) e (2). A constante de inércia  $H$  da máquina síncrona é mostrada na equação (3), sendo definida pela relação entre a energia cinética armazenada na máquina quando gira à velocidade síncrona, pela potência aparente nominal da máquina, e é expressa em segundos.

$$x_d' = x_{ls} + \frac{x_{md} \cdot x_{lf}' \cdot x_{lkd}'}{x_{md} + x_{lf}'} \quad (1)$$

$$x_d'' = x_{ls} + \frac{x_{md} \cdot x_{lf}'}{x_{md} \cdot x_{lf}' + x_{md} \cdot x_{lkd}' + x_{lf}' \cdot x_{lkd}'} \quad (2)$$

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \frac{\omega_{bm}^2}{S_b} \quad (3)$$

Onde:

$x_d'$  → reatância transitória de eixo direto

$x_d''$  → reatância subtransitória de eixo direto

$x_{ls}$  → reatância de dispersão do enrolamento de armadura

$x_{md}$  → reatância de eixo direto de magnetização do estator

$x_{lf}' \rightarrow$  reatância transitória de dispersão do enrolamento de campo

$x_{lkd}' \rightarrow$  reatância transitória de dispersão do enrolamento amortecedor

$H \rightarrow$  constante de inércia da máquina, em segundos

$J \rightarrow$  momento de inércia da máquina, em  $kg/m^2$

$\omega_{bm} \rightarrow$  frequência mecânica angular, em graus elétricos por segundo

$S_b \rightarrow$  potência base do sistema pu

Para partida do SC a partir da posição em repouso, é comum utilizar uma máquina auxiliar acoplada ao eixo do rotor do SC, para realizar o acionamento mecânico e proporcionar o torque de partida. Essa máquina auxiliar é conhecida como *pony motor*, e geralmente é um motor de indução com velocidade nominal próxima à velocidade do SC. Este *pony motor* pode ser utilizado para frear o SC na parada da máquina, já que a tendência do SC é girar à vazio por bastante tempo, devido à inércia.

O SC não possui regulador de velocidade, já que quando sincronizado no SEP, a sua velocidade segue a frequência da rede que alimenta o enrolamento de armadura no estator. Esta é uma diferença entre gerador síncrono e SC, pois no segundo não há fonte primária de potência ativa acoplada no eixo. Durante o processo de partida do SC, há o consumo de potência ativa da rede para suprir o *pony motor*. Após o sincronismo do SC ao sistema, o *pony motor* permanece acoplado mecanicamente ao eixo do SC, operando como uma carga mecânica para o eixo do SC.

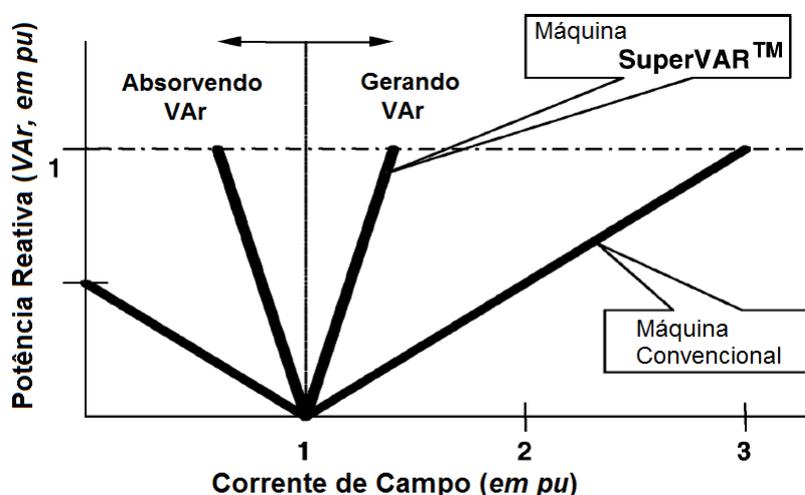
## 2.2 COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS COM SUPERCONDUTORES

Há uma linha de pesquisa sobre compensadores síncronos rotativos, com o objetivo de utilizar materiais supercondutores no enrolamento de campo. Essas máquinas são chamadas de *SuperVAR*. Há a desvantagem da elevação no custo da máquina, mas como

vantagem permite um aumento de até 45% de injeção de potência reativa em comparação aos compensadores síncronos tradicionais que possuem bobinas de campo em cobre, e reduz consideravelmente a reatância síncrona (TELEKE *et al.*, 2008).

O *SuperVAR* em relação ao SC tradicional, possui menos perdas e um volume menor. O aquecimento do enrolamento de campo é um fator limitante para absorção e geração de potência reativa pelo SC, e a degradação do isolamento causada por este aquecimento reduz sua vida útil. Conforme mostra a Figura 1, numa máquina convencional (o SC), a corrente de campo de carga completa chega a ser três vezes a corrente à vazio (KALSI; MADURA; INGRAM, 2005), enquanto que para um *SuperVAR*, a variação da corrente de campo entre à vazio e carga completa é bem inferior à do SC.

**Figura 1 – Curvas de potência reativa pela corrente de campo, do SC e do SuperVAR**



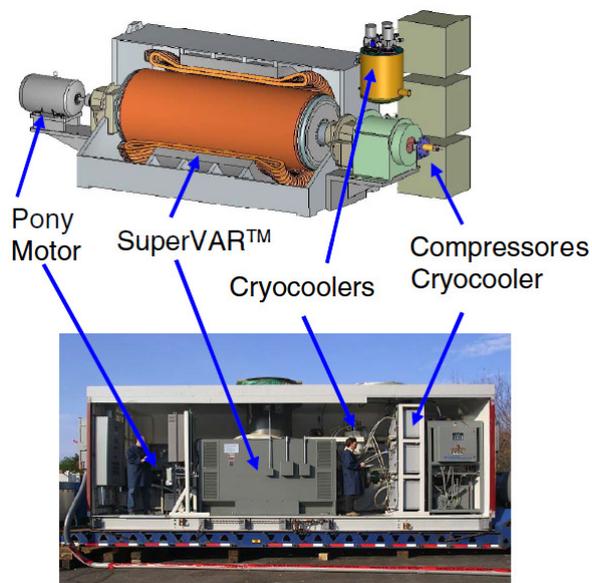
Fonte: (KALSI; MADURA; INGRAM, 2005)

A resistência elétrica nos materiais supercondutores é praticamente inexistente, mas para isso é preciso que sejam mantidos em baixas temperaturas. A supercondutividade é uma propriedade intrínseca de alguns materiais, e surge em temperaturas abaixo da temperatura crítica  $T_c$  (cada material possui a sua  $T_c$ ). Esta necessidade de um sistema especial de

refrigeração para que ocorra a supercondutividade, é que eleva consideravelmente o custo do *SuperVAR*, embora o desenvolvimento desta tecnologia nos últimos anos tenha reduzido significativamente os custos, inclusive com o desenvolvimento de protótipos de motores utilizando supercondutores.

A Figura 2 mostra detalhes de um protótipo de um *SuperVAR*, construído pela empresa *Tennessee Valley Authority*, com capacidade para absorver ou gerar 8 Mvar, e os parâmetros dados em (KALSI *et al.*, 2003). Na Figura 2 é possível ver o *pony motor* acoplado ao eixo do rotor, o SC propriamente dito (*SuperVAR*<sup>TM</sup>) e os *cryocoolers* utilizados para refrigeração do SC.

**Figura 2 – Compensador Síncrono de +/- 8 Mvar com Supercondutores (*SuperVAR*<sup>TM</sup>)**



Fonte: (BRADSHAW, 2004)

O *SuperVAR* construído e mostrado na Figura 2, é arrefecido por gás hélio no enrolamento do rotor, para obter a supercondutividade neste enrolamento de campo, e possui um sistema *cryocooler* para esta refrigeração operar entre 35 e 40 K, utilizando *High-Temperature Superconductor* (HTS), e fio BSCCO-223 (KALSI *et al.*, 2003). O HTS tem sua

$T_c$  abaixo de 77 K. O campo magnético no núcleo de ferro opera saturado, devido ao elevado campo magnético no enrolamento de campo. O custo desta tecnologia vem caindo com o custo projetado no futuro para o fio supercondutor HTS, o que deve causar uma diminuição no preço de venda de máquinas com supercondutores. Em 2008, o custo da primeira geração do HTS impactava 35% na venda de um motor de indução, e projeta-se que no futuro chegue a 8% o impacto do HTS da primeira geração, embora a segunda geração do HTS tenha uma expectativa de impactar apenas 2% na venda de um motor (SCHIFERL *et al.*, 2008).

Devido ao circuito magnético do *SuperVAR*, a sua reatância síncrona é baixa quando comparado ao SC, tendo valores entre 0,3 e 0,5 pu (TELEKE *et al.*, 2008). A reatância subtransitória  $x_d''$  também é reduzida, o que permite que a máquina forneça até 8 pu na primeira corrente de pico para um curto-circuito nos seus terminais (KALSI *et al.*, 2003).

### 2.3 COMPENSADORES ESTÁTICOS VARIÁVEIS

Os Compensadores Estáticos Variáveis são sistemas que utilizam dispositivos reativos controlados por um sistema eletrônico, sendo que na maioria das vezes tiristores são acionados para controlar a potência reativa. Na literatura, encontramos uma grande quantidade de trabalhos atuais sobre compensadores estáticos, principalmente quanto à variações na topologia e à eletrônica de potência.

Inicialmente os compensadores estáticos eram utilizados para atender rápidas mudanças de carga, como no caso de siderúrgicas com fornos a arco elétrico. Conforme (PADIYAR, 2009), em sistemas de transmissão, alguns dos objetivos dos compensadores estáticos são:

- aumento da transferência de potência em linhas longas,

- melhorar a estabilidade dinâmica com ações rápidas de reguladores de tensão, melhorando a resposta transitória,
- controle dinâmico de sobretensões.

Atualmente há uma grande variedade de compensadores estáticos instalados e operando no mundo e com uma vasta literatura técnica. A identificação destes dispositivos reside nas diferenças de topologia, nos elementos que o constituem e principalmente na eletrônica de potência do dispositivo. Os tipos mais comuns são (ACHA *et al.*, 2004):

- Compensador Estático Variável (SVC): é um conjunto de reatores e capacitores conectados em paralelo com o sistema de potência. A sua principal função é regular a tensão do barra controlado, através do ajuste da reatância equivalente dos elementos do SVC controlados por tiristores,
- Tiristor controlado por deslocamento de fase (PS): é um Transformador de Força (TF) eletrônico de mudança de fase ajustado por chaves de tiristor para fornecer um ângulo de fase que pode variar rapidamente,
- Comutador de tap sob carga (LTC): a posição do tap do TF é controlada por tiristores chaveáveis,
- Reator controlado por tiristor (TCR): a reatância eficaz do indutor shunt é variada de um modo contínuo por controle de condução parcial da válvula tiristorizada; é encontrado como parte da configuração do SVC,
- Capacitor série chaveado por tiristor (TCSC): consiste de um capacitor série em paralelo com um reator controlado por tiristor,

- Controlador de potência de interfase (IPC): é um controlador conectado em série, composto de um paralelo de um capacitor e um indutor. Os controles das potências ativa e reativa são independentes,
- Compensador estático variável avançado (STATCOM): é um compensador síncrono de estado sólido (estático) conectado em paralelo,
- Controlador série de estado sólido (SSSC): similar ao STATCOM, mas conectado em série. A corrente de saída do controlador é ajustada para controlar ou o módulo da tensão, ou a potência reativa de um dos terminais,
- Controlador de fluxo de potência unificado (UPFC): consiste em um SSSC e um STATCOM, compartilhando na conexão entre eles de um capacitor CC comum. Conectado em série com uma LT, consegue compensar a impedância série da LT para controlar o fluxo de potência ativa e reativa da mesma,
- Conversor *High-voltage direct-current* (HVDC): é um controlador composto de uma estação retificadora e uma estação inversora.

Em redes eletricamente fracas, o uso de dispositivos FACTS, como SVC ou STACOM, é indicado para solucionar o problema da recuperação lenta da tensão após a eliminação de faltas na rede (ZHU; BROWN, 2015). Para melhorar a estabilidade do sistema, pode ser utilizado um compensador estático, como o STATCOM, conforme analisado em (PADDIYAR; DEVI, 1994).

Para compensação de potência reativa, o STATCOM (também conhecido como *SVC Light*®) é considerado na literatura como o estado da arte, impulsionados pelos avanços na técnica de modulação *Pulse Width Modulation* (PWM) da eletrônica de potência.

### 3 REDES FRACAS (*WEAK GRIDS*)

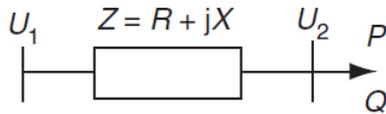
#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DE PONTOS FRACOS DA REDE (*WEAK GRIDS*)

A definição de rede fraca (é conhecida na literatura como *weak grid*) é um tema atual, e difere um pouco dependendo do autor. Uma barra do sistema elétrico é considerada fraca quando: possui baixo SCR, baixa constante de inércia  $H$  (KUNDUR, 1994), baixa relação  $X/R$  da rede equivalente vista do ponto de conexão (ACKERMANN, 2005), com uma impedância elevada na conexão com o restante do sistema.

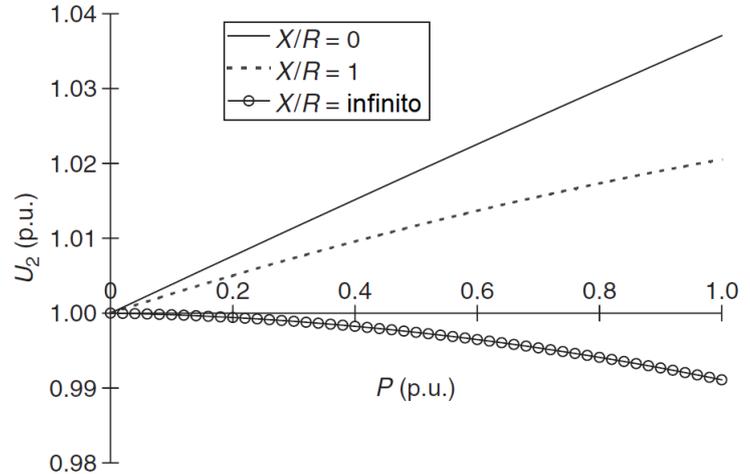
O aumento da potência de curto-circuito  $S_{3\phi CC}$  torna a rede eletricamente mais forte. Parques eólicos e complexos fotovoltaicos são conectados à rede utilizando conversores de frequência, que pouco contribuem para aumentar a potência de curto-circuito no ponto de conexão (EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REV1, 2014).

A tensão de regime permanente é um aspecto da Qualidade de Energia Elétrica, e para o caso da conexão de uma turbina eólica em um ponto fraco da rede, por exemplo na barra  $U_2$  da Figura 3, é afetada pela relação  $X/R$  como mostra a Figura 4. Considerando um modelo simplificado de uma LT, como o da Figura 3, onde a tensão  $U_1$  é a tensão fixa num terminal,  $U_2$  é a tensão no ponto de conexão comum (PCC) com a turbina eólica. Utilizando uma metodologia de cálculo analítica para calcular a variação da tensão  $U_2$  causada pela impedância  $Z$  da rede e a potência ativa  $P$ , a Figura 4 mostra que a tensão  $U_2$  é influenciada pela relação  $X/R$ , considerando a SCR constante (ACKERMANN, 2005).

**Figura 3 – Modelo simplificado de uma LT**



**Figura 4 – Influência da relação X/R na tensão terminal do PCC**



Fonte: (ACKERMANN, 2005)

### 3.2 RELAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO (SCR)

No Brasil, a EPE referencia a SCR como relação de curto circuito. Em barras do SEP onde há ou está prevista a conexão de fontes alternativas através de conversores de frequência, é necessário avaliar a relação de curto-circuito (SCR) no ponto de conexão (EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REV1, 2014).

A SCR é definida como a razão entre a potência de curto-circuito trifásica do ponto de conexão e a potência total da geração a ser conectada, que utiliza conversores de frequência (KUNDUR, 1994), conforme a equação (4). Para geradores tradicionais, como os síncronos, que se conectam diretamente na rede sem utilizar conversores de frequência, não vale a definição da SCR.

$$SCR = \frac{S_{3\phi CC}}{Potência\ total} \quad (4)$$

Onde:

$SCR$  → relação de curto-circuito, em MVA/MW;

$S_{3\phi CC}$  → potência de curto-circuito trifásica no barra, em MVA;

*Potência total* → potência total de geração a ser conectada, em MW;

Pela equação (4), percebe-se que inserir fontes renováveis sempre contribui para a diminuição do SCR. Uma forma alternativa à equação (4), para calcular a SCR, é utilizar a equação (5) (NAYAK *et al.*, 1994):

$$SCR = \left( \frac{1}{Z_S} + \frac{1}{Z_l} \right) \cdot Z_{base} \quad (5)$$

Onde:

$Z_{base}$  → impedância base do sistema;

$Z_S$  → impedância equivalente do sistema;

$Z_l$  → impedância da carga local;

Desprezando a parte resistiva da impedância equivalente de Thévenin da rede, uma outra forma alternativa à equação (4), é calcular o SCR utilizando a equação (6) (EGEA-ALVAREZ *et al.*, 2015):

$$SCR = \frac{U_n^2}{S_n \cdot X_g} \quad (6)$$

Onde:

$U_n$  → tensão nominal do equivalente Thévenin da rede;

$S_n$  → potência nominal da carga/gerador a ser conectado;

$X_g$  → reatância do equivalente Thévenin da rede;

A Tabela 1 mostra a recomendação de (EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REV1, 2014) para a utilização de compensação síncrona variável com a inserção de fontes eólicas conectadas ao SEP através de conversores de frequência.

Tabela 1 – Avaliação da SCR conforme a EPE

Relação de curto-circuito	Recomendação
SCR < 2	Realização de estudos específicos devido à necessidade de compensação síncrona variável
2 < SCR < 3	Realização de estudos específicos visando à utilização de compensação síncrona variável
3 < SCR < 5	Realização de estudos específicos para avaliar possível utilização compensação síncrona variável
SCR > 5	Sem necessidade de utilização de compensação síncrona variável

Fonte: (EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REVI, 2014), página 50

Em (ZHU; BROWN, 2015) uma rede elétrica com SCR entre 2 e 3 é considerado fraco, e com SCR inferior a 2 é considerado muito fraco.

O SCR não considera a influência dos parques eólicos que estão conectados na vizinhança da rede, e o valor obtido, utilizando a equação (4) ou a equação (6), pode dar uma estimativa excessivamente otimista do SCR (ZHANG *et al.*, 2014). Assim, uma forma alternativa ao SCR para estimar a robustez da rede, considerando a integração entre  $N$  parques eólicos vizinhos, é o *Weighted Short Circuit Ratio* (WSCR), dado pela equação (7).

$$WSCR = \frac{\sum_i^N S_{SCMVAi} \cdot P_{RMWi}}{(\sum_i^N P_{RMWi})^2} \quad (7)$$

Onde:

$S_{SCMVA}$  → SCR na barra antes da conexão do parque eólico, em MVA/MW;

$P_{RMWi}$  → potência do parque eólico  $i$  conectado, em MW;

Em redes com vários parques eólicos conectados, a utilização do WSCR ao invés do SCR implica em obter um resultado mais baixo para a relação de curto circuito, e que pode traduzir com mais fidelidade a robustez da rede, embora ainda não haja uma literatura

consolidada sobre as vantagens em utilizar o *WSCR* ao invés do *SCR*. Em (ZHANG *et al.*, 2014) é considerado um *WSCR* menor que 1,5 para que uma rede seja considerada eletricamente fraca.

#### 4 OTIMIZAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

O fluxo ótimo de potência reativa é conhecido na literatura como *Optimal Reactive Power Flow* (ORPF) (SILVA; BELATI, 2016). A otimização da compensação de potência reativa é um assunto debatido desde a década de 1980, onde o objetivo quase sempre era minimizar as perdas de potência ativa no sistema elétrico analisado. Na Tabela 2 são referenciados alguns dos primeiros artigos encontrados na literatura que compensam potência reativa com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa na rede. Esses artigos não consideram outros critérios na função objetivo, como a análise do SCR. Trabalhos mais recentes serão abordados nas seções 4.1 e 4.2.

**Tabela 2 – Primeiros algoritmos de otimização de compensação de potência reativa**

Algoritmo de otimização	Referência	Estudo de caso	Dispositivos de compensação de potência reativa
PL *	(MAMANDUR; CHENOWETH, 1981)	6 barras	Tap de TF, FC shunt, excitação de GS
PNL **: Penalidades	(SHOULTS; SUN, 1982)	5, 30 e 962 barras	Tap de TF, FC e reator shunt, GS.
PL *	(ALSAÇ <i>et al.</i> , 1990)	1330 barras, 1200 e 700 barras	Tap de TF, FC e reator shunt, geração e excitação de GS, link HVDC, intercâmbio, SC, Compensador Estático, rejeição de carga.
PL *: Fuzzy	(ABDUL-RAHMAN; SHAHIDEHPOUR, 1993)	IEEE 6 e 30 barras	Tapes de TF's, excitação de GS.
PL *: método dos pontos interiores	(GRANVILLE, 1994)	1832 e 3467 barras	Tapes de TF's, FC shunt, excitação de GS, SC, Compensadores Estáticos

\* PL = programação linear;

\*\* PNL = programação não-linear

Em (BEGOVIC; PHADKE, 1992) foram utilizados indicadores de margem de estabilidade e análise de sensibilidade para alocação de dispositivos de compensação de potência reativa. Os testes foram no sistema de 39 barras, e o objetivo era analisar a vulnerabilidade do sistema para instabilidade de tensão.

#### 4.1 ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO

Um algoritmo utilizando *Particle Swarm Optimization* (PSO) foi utilizado em (EL-DIB *et al.*, 2006) para encontrar a melhor localização e dimensionamento dos dispositivos shunt de compensação de potência reativa. Os testes foram realizados nos sistemas de 14 e 30 barras do IEEE, e no sistema de 6 barras de Ward-Hale.

Em (ZHANG *et al.*, 2014) é proposto um método de alocação de compensação síncrona, em que as escolhas iniciais são os pontos mais fracos da rede, avaliados pelo critério do *WSCR*. O processo inicia adicionando uma faixa de compensação de potência reativa na localização candidata, e avaliando o *WSCR*. O critério de parada desta alocação é obter um *WSCR* mínimo de 1,5. Depois de testar todas as localizações possíveis, a escolha é feita pela localização em que resulta no melhor *WSCR*. Esta metodologia considera o pior cenário, com total integração entre os parques eólicos conectados na região, e mesmo indicando o melhor barra e a faixa de compensação de potência reativa necessária, indica ser necessária a realização de um estudo com simulações dinâmicas para ratificar ou corrigir os resultados obtidos. Nas simulações para alocação de compensação de potência reativa, não foram utilizados dispositivos FACTS, como SVC e STATCOM.

Em (IGBINOVIA *et al.*, 2016a), é analisado para um sistema radial em 33kV, a colocação de um compensador síncrono para melhorar a estabilidade de tensão e o fluxo de potência. A otimização consiste em verificar o desempenho do perfil de tensão no final da rede com e sem o compensador síncrono, para cargas com três diferentes fatores de potência, colocando o compensador no início da linha, e no final da linha. As simulações foram realizadas no Simulink do software Matlab, e os resultados mostraram que colocando o compensador síncrono no início da linha, há um impacto positivo na estabilidade de tensão e no controle do fluxo de potência da rede. Porém, não é analisada nem a colocação deste

compensador outros nós da rede à montante da linha radial, nem a influência do SCR desta rede radial.

Em (MOGER; DHADBANJAN, 2015), é proposto um novo Índice de Perda de Potência Reativa (RPLI) para identificação de barras fracas no sistema, para determinar os locais ótimos para a alocação de dispositivos de compensação reativa. Este algoritmo proposto é um método não iterativo, considera as redes completa e sob contingências selecionadas. Uma lógica Fuzzy é utilizada para criar uma lista das contingências mais críticas. O índice proposto é analisado para sistemas equivalentes da rede do sul da Índia, com 10 e 72 barras. A natureza bidirecional do fluxo de potência reativa exige que a metodologia para rastrear o caminho deste fluxo, considere as contribuições de todos os elementos da rede, como bancos de capacitores e reatores, geradores e compensadores síncronos, dispositivos FACTS, reatâncias série e shunt da LT, e está implícito neste algoritmo pelo termo  $Q_{loss}$ , que representa as perdas de potência reativa na barra. O índice RPLI para cada uma das  $i$  barras é calculado pela equação (8):

$$RPLI_i = Q_{loss_{i,0}}^n + \sum_{k=1}^{N_c} (Q_{loss_{i,k}}^n \cdot NCOSI_k) \quad (8)$$

Onde:

$Q_{loss_{i,0}}^n \rightarrow$  perdas de potência reativa na barra  $i$ , para a rede completa

$Q_{loss_{i,k}}^n \rightarrow$  perdas de potência reativa na barra  $i$ , para a contingência  $k$

$NCOSI_k \rightarrow$  ponderação da severidade da contingência  $k$

$N_c \rightarrow$  número de contingências críticas selecionadas

$k \rightarrow$  contador para as contingências  $N_c$

O índice RPLI considera que as perdas de potência reativa nas barras de carga atuam como um indicador da deficiência ou sobredimensionamento da potência reativa na respectiva

barra, e isso é expresso na equação (8), por uma soma ponderada de valores normalizados de perda de potência reativa ( $Q_{loss}$ ) em cada barra de carga, para as redes completa e sob contingências selecionadas, ponderadas pelo termo  $NCOSI_k$ , o qual representa o grau de severidade para cada uma das contingências, para a rede sob análise (VISAKHA; THUKARAM; JENKIN, 2004). A barra mais fraca da rede analisada é o de maior RPLI, sendo considerado em (MOGER; DHADBANJAN, 2015) a melhor barra para alocação de potência reativa. O índice RPLI não analisa diretamente o perfil de tensão das barras da rede sob análise, não analisa todas as contingências e tampouco o SCR.

Para ponderar a severidade das contingências em algum algoritmo de otimização utilizando o *Continuous Power Flow* (CPF), em (MOMOH; BOSWELL, 2005) foi utilizado um índice com a média normalizada das magnitudes de tensão para as barras monitoradas. Os testes foram realizados no sistema NEPA 30 barras modificado, e o objetivo é analisar a coordenação da GD para alocar recursos, avaliando o preço marginal de localização na função objetivo de minimização. As restrições consideraram o balanço de potência ativa, os limites de compensação de potência reativa ( $Q_G$ ), as tensões nas barras, os limites de potência ativa nos circuitos, o ângulo de estabilidade de carga, as ofertas de abastecimento e de demanda. Este trabalho não focou em redes fracas, não analisando o impacto da SCR, e nem as perdas totais de potência ativa.

#### **4.2 ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS *FACTS***

Ao longo dos anos, diversos trabalhos nesta área foram realizados, utilizando diferentes técnicas para alocação de dispositivos *FACTS*. Em (RADU; BESANGER, 2006) a otimização utiliza um algoritmo genético (GA) multiobjetivo. O foco é obter a localização ótima dos dispositivos *FACTS* na rede, o melhor tipo e a melhor capacidade do dispositivo. O

algoritmo utiliza um software híbrido desenvolvido em Matlab, com o fluxo de potência calculado pela ferramenta *EUROSTAG<sup>TM</sup>* (RADU; BESANGER, 2006). Foram analisados apenas o SVC e o TCSC, testando no sistema IEEE 14 barras. Nas simulações é incluída uma análise de contingência.

Em (MALAKAR *et al.*, 2010) foi implementado um algoritmo em *Matlab*, baseado em um algoritmo genético modificado para resolver um problema multiobjetivo de Fluxo de Potência Ótima (OPF) para determinar a localização ótima e a capacidade de dispositivos FACTS. O trabalho utilizou o SVC e o TCSC, testando no sistema IEEE de 30 barras. As restrições consideraram: os balanços de potência ativa e reativa, os limites de capacidade de geração de potência ativa, nas barras PV os limites de geração de potência reativa, os limites dos módulos de tensão, e os limites dos tapes dos transformadores. Para os dispositivos FACTS, foi adicionada uma restrição para a reatância do TCSC e para a potência reativa do SVC.

Em (EISSA; ABDEL-HAMEED; GABBAR, 2013) foi implementado em *Matlab* um algoritmo meta-heurístico por *Harmony Search* (HS) para alocação de dispositivos FACTS na rede. Foi analisado o STATCOM no sistema IEEE 30 barras, com as restrições para as potências ativa e reativa do STATCOM. A otimização levou em consideração o perfil de tensão para calcular os desvios de tensão fora da região de operação do sistema.

Em (SILVA; BELATI, 2016) a otimização utilizou o método *Branch-and-Bound*, enumerando as soluções pelos critérios de perda de potência ativa e desvios de tensão, para o sistema IEEE 118 barras. A intenção era encontrar o local e a capacidade de compensação de potência reativa utilizando dispositivos FACTS, porém o único dispositivo modelado nas simulações de fluxo de potência foi o SVC, modelado como uma susceptância variável, e os parâmetros do SVC foram inseridos na matriz admitância de barras. A otimização de (SILVA;

BELATI, 2016) buscou minimizar a função objetivo da equação (9), em que o peso de cada um dos critérios é ponderado pelos escalares  $\alpha$  e  $\beta$ .

$$f(x) = \sum_1^{NL} \beta \cdot g_{km} \cdot \left( V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos \theta_{km} + \sum_{k=1}^{NB} \alpha \cdot (V_k - 1)^2 \right) \quad (9)$$

Fonte: (SILVA; BELATI, 2016)

Onde:

$\beta$  → peso para o critério das perdas de potência ativa;

$\alpha$  → peso para o critério do desvio de tensão em um 1 pu;

NL → número de linhas;

NB → número de barras

$g_{km}$  → condutância da linha k-m;

$\theta_{km}$  → diferença entre os ângulos de fase das barras  $k$  e  $m$ .

O estudo de caso realizado em (SILVA; BELATI, 2016) considerou a alocação máxima de dispositivos em três barras de carga do sistema, e testou três variações dos pesos:  $\beta = 0$  e  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 1$  e  $\alpha = 0$ , e  $\beta = 1$  e  $\alpha = 1$ . As restrições consideraram os limites de potência reativa, tensão e tape dos transformadores. As simulações utilizaram a linguagem AMPL (*Modeling Language for Mathematical Programming*) e o solver Knitro para otimização. Não foi levado em consideração o SCR das barras.

## 5 MÉTODO PROPOSTO

Este trabalho é uma contribuição para o planejamento da alocação de compensação de potência reativa no SEP, a metodologia proposta faz uma análise multicritério para indicar a barra de conexão e a potência nominal do compensador, que atenda aos requisitos de desempenho representados neste trabalho pela função objetivo e pelas restrições. Nas soluções factíveis, a tensão de todas as barras deve estar dentro dos limites permitidos, para rede completa e degradada.

Quando a rede for fraca e houver conexão de conversores de frequência (para geração ou HVDC), a metodologia proposta considera na função objetivo o valor do SCR na barra de interesse. Assim, pode-se verificar qual valor de SCR atende aos requisitos de desempenho do sistema.

O método enumera soluções para a alocação de apenas um dispositivo de compensação, e para dois dispositivos de compensação. A solução classificada na primeira posição é considerada ótima, pois minimiza a função objetivo. Esta função prevê a melhor relação entre a potência total de compensação que será alocada, minimização das perdas totais de potência ativa, e caso haja interesse em melhorar a rede para uma barra com conversor de frequência conectado, a melhor relação de curto-circuito (SCR) no ponto de conexão.

A seção 5.1 mostra a função objetivo e suas restrições. A estrutura do algoritmo desenvolvido em Matlab neste trabalho é explicitada na seção 5.2. Neste trabalho foi considerada a alocação de apenas um compensador dentro das características dos dispositivos disponíveis, e posteriormente o algoritmo parte para a alocação simultânea de dois dispositivos de compensação. O método proposto é baseado na enumeração exaustiva das soluções factíveis que atendem as restrições, pelo valor obtido na função objetivo, e a melhor solução classificada neste algoritmo é considerada ótima.

## 5.1 FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES

A função objetivo  $f_{obj}$  a ser minimizada pelo método proposto pode ser vista na equação (10):

$$f_{obj} = \min \left[ \left( a_1 \cdot \frac{Q_G}{Q_{G_{max}}} \right) - \left( a_2 \cdot \frac{SCR_i}{SCR_{i_{max}}} \right) + \left( a_3 \cdot \frac{\Delta Perdas}{|\Delta Perdas_{max}|} \right) + b_0 + c_0 \right] \quad (10)$$

Onde:

$Q_G$  → total de potência reativa instalada, em Mvar;

$Q_{G_{max}}$  → maior potência reativa para compensação, encontrada nas soluções candidatas;

$a_1$  → peso do critério  $Q_G$ ;

$SCR_i$  → relação de curto-circuito trifásico da barra  $i$ , em MVA/MW, onde será conectada a fonte renovável através de conversores de frequência;

$SCR_{i_{max}}$  → maior valor de  $SCR_i$  encontrado nas soluções candidatas;

$a_2$  → peso do critério  $SCR_i$ ;

$\Delta Perdas$  → variação nas perdas totais de potência ativa do sistema, em MW;

$|\Delta Perdas_{max}|$  → módulo da maior variação nas perdas totais de potência ativa, encontrada nas soluções candidatas;

$a_3$  → peso do critério  $\Delta Perdas$ ;

$b_0$  → variável binária que verifica se há alguma barra operando com o módulo da tensão violando os limites superior ou inferior, para a rede completa;

$c_0$  → variável binária que verifica se há alguma barra durante as contingências (rede degradada), operando com o módulo da tensão violando os limites superior ou inferior, conforme seção 5.5.

Como a função objetivo da equação (10) busca obter o menor  $Q_G$ , o algoritmo de enumeração exaustiva busca obter o dispositivo de compensação de menor potência nominal. O módulo no termo  $\Delta Perdas_{max}$  serve para que quando houver aumento nas perdas de potência ativa (por exemplo, em cenários de carga reduzida, como o da seção 6.4.2), a função objetivo busque sempre a máxima redução nas perdas de potência ativa.

Os valores dos pesos utilizados na função objetivo podem ser vistos na Tabela 3. Para o termo referente ao critério  $SCR_i$ , foi citado no capítulo 3 que a rede tem um melhor desempenho com um SCR maior, então o sinal negativo no respectivo termo da equação (10) deve ser utilizado para que a  $f_{obj}$  busque o maior  $SCR_i$ .

**Tabela 3 – Valores utilizados para os pesos na função objetivo**

Peso	Valor
$a_1$	1,5
$a_2$	0,3
$a_3$	1,0

As variáveis binárias  $b_0$  e  $c_0$  se referem à operação das barras do sistema, verificando se o módulo da tensão está fora dos limites, com  $b_0$  para a rede completa, e  $c_0$  para a rede degradada sob contingência, e devem atender a equação (11), cujas definições estão expressas respectivamente nas equações (12) e (13)

$$b_0, c_0 \in \{0,1\} \quad (11)$$

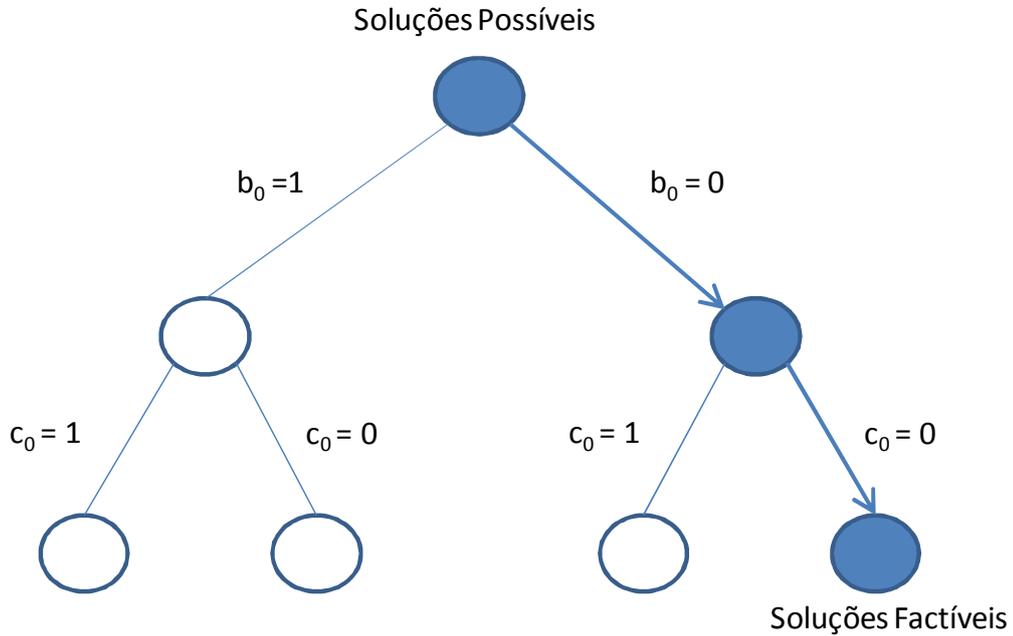
$$b_0 = \begin{cases} 0, & \text{se } |V| \text{ estiver dentro dos limites para a rede completa,} \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (12)$$

$$c_0 = \begin{cases} 0, & \text{se } |V| \text{ estiver dentro dos limites, durante as contingências,} \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (13)$$

No estudo de caso do capítulo 6, observou-se que quando há uma flexibilização de  $c_0$ , e dependendo desta flexibilização escolhida pelo usuário, a alocação de compensação na barra analisada eleva consideravelmente o termo  $SCR_i$  de tal forma que os compensadores de maior potência ocupariam as primeiras posições na tabela de resultados do algoritmo, com a função objetivo tendo valores negativos. Obviamente que estes não seriam bons resultados, pois teríamos um sistema com elevado  $SCR_i$ ,  $c_0$  flexibilizado (por exemplo,  $c_0 = 0,1$ ), e compensadores com elevada potência. Para evitar isso, foi ajustada a relação entre os pesos da Tabela 3 de forma empírica.

A representação por uma árvore binária é uma ferramenta auxiliar para ilustração de métodos de otimização, como ocorre, por exemplo, com o método *Branch-and-Bound* (FLOUDAS, 1995), onde apenas uma parte das soluções é examinada, reduzindo o tempo de processamento. Para ilustrar o espaço de busca pela solução ótima implementado no algoritmo deste trabalho, na Figura 5 pode-se ver a representação por árvore binária. Há duas variáveis binárias  $b_0$  e  $c_0$ , criando dois níveis. No nó pai e no nível à jusante, existem duas ramificações. Os círculos hachurados indicam o caminho da separação das soluções adotado. Para evitar a análise de todos os nós e a enumeração dos subproblemas candidatos, são realizadas enumerações exaustivas verificando as variáveis binárias  $b_0$  e  $c_0$ .

Figura 5 – Representação da árvore binária implementada neste trabalho



Em (IGBINOVIA *et al.*, 2016b) é mostrado que atualmente o custo entre as diferentes tecnologias para compensação de potência reativa não difere muito, e é proporcional à potência instalada do dispositivo. Assim, a  $f_{obj}$  deve obter resultados que contenham os menores custos. A restrição da equação (15) será detalhada na seção 5.5.

As restrições da  $f_{obj}$  são:

$$|V_i^{inf}| \leq |V_i| \leq |V_i^{sup}| \quad (14)$$

$$|V_{nominal_i}| - 10\% \leq |V_{contingencia_i}| \leq |V_{nominal_i}| + 10\% \quad (15)$$

$$Q_{G_i}^{inf} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{sup} \quad (16)$$

Onde:

$|V_i^{inf}|$  → limite inferior do módulo da tensão, em pu, da barra  $i$ : 0,95 pu

$|V_i|$  → módulo da tensão, em pu, da barra  $i$ ;

$|V_i^{sup}|$  → limite superior do módulo da tensão, em pu, da barra  $i$ : 1,05 pu

$V_{nominal_i}$  → tensão nominal em pu, da barra  $i$ ;

$V_{contingencia_i}$  → tensão em pu, do sistema sob contingência, da barra  $i$ ;

$Q_{G_i}^{inf}$  → limite inferior de geração de potência reativa da barra  $i$

$Q_{G_i}^{sup}$  → limite superior de geração de potência reativa da barra  $i$ ;

$Q_{G_i}$  → potência reativa gerada conectada na barra  $i$ ;

## 5.2 ETAPAS DO MÉTODO PROPOSTO

O algoritmo para aplicar a metodologia proposta neste trabalho, está dividido em partes, sendo o fluxo de dados composto por:

### Dados do sistema:

- Condições iniciais para execução do fluxo de potência:  $|V|$  e ângulo.
- Parâmetros das barras do sistema: tipo (slack, PV ou PQ),  $P_g$ ,  $Q_g$ ,  $P_d$  e  $Q_d$ ,  $Q_{min}$  e  $Q_{max}$  (barras PV).
- Parâmetros dos circuitos do sistema:  $R$ ,  $X$ ,  $B$ , tap.
- Parâmetros das máquinas:  $S$ ,  $x_L$ ,  $r_a$  e  $x_d''$ .

### Escolhas do usuário:

- O sistema a ser analisado, e se houver nova geração a ser conectada, o usuário deve definir a barra de conexão e potência.

### Resultado do método (dados de saída):

- É informado pelo algoritmo o número da melhor barra para conexão de compensação de potência reativa, e qual a potência de compensação necessária.

A Figura 6 mostra um diagrama com as etapas resumidas para o método proposto, com fluxograma do método proposto mostrado na Figura 7.

**Figura 6 – Diagrama de etapas do método proposto**

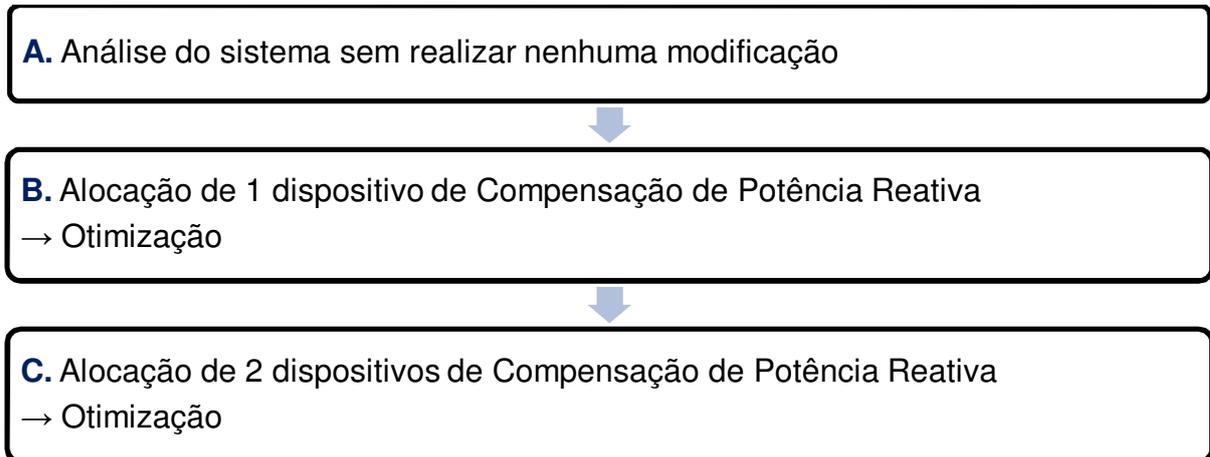
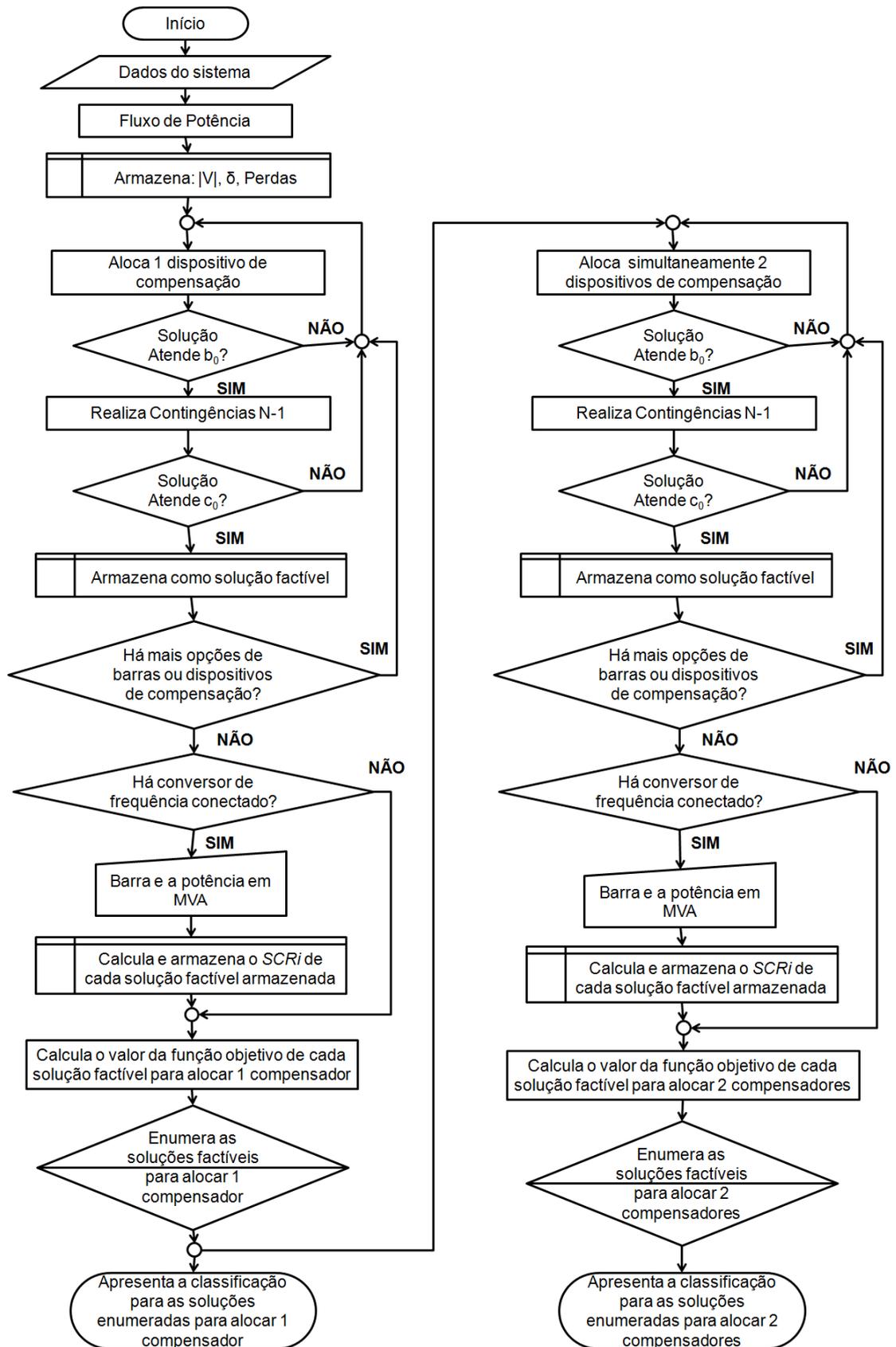


Figura 7 – Fluxograma do método proposto



A partir da escolha do sistema a ser analisado, são carregados os dados do sistema que serão utilizados nas simulações. As atividades que ocorrem em cada etapa da Figura 6 são:

*A. Análise do sistema sem realizar nenhuma modificação*

Realizada a montagem da matriz admitância, e executado o fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson, de forma a testar a sua convergência e as condições iniciais. Os resultados obtidos são salvos, para serem utilizados no método de otimização.

*B. Alocação de um dispositivo de Compensação de Potência Reativa*

É inserido um tipo de compensador por vez, e são realizadas simulações de fluxo de potência para o sistema completo e sob contingência N-1 (ONS, Submódulo 23.3), e os resultados são salvos.

O número de combinações de soluções que podem ser verificadas é baseado em (HAFFNER *et al.*, 2009) e pode ser visto na equação (17):

$$C = (ND)^n \cdot \frac{(NB - 1)!}{n! \cdot [(NB - 1) - n]!} \quad (17)$$

Onde C representa as combinações, NB o número de barras do sistema a ser analisado, ND o número de dispositivos de compensação de potência reativa disponíveis para serem alocados, e os índices  $1, 2, \dots, n$  representam os  $n$  dispositivos a serem alocados de forma simultânea. Ou seja, para alocar dois dispositivos ao mesmo tempo,  $n = 2$ . O método desenvolvido propõe realizar uma enumeração inteligente de todas as soluções factíveis de um problema de otimização combinatória, sem analisar todas as combinações possíveis.

Nestas simulações, o algoritmo começa testando em uma barra se na alocação do dispositivo de maior potência disponível, é possível atender a restrição  $b_0$  (ver seção 5.1).

Caso atenda  $b_0$ , o método prossegue analisando a alocação do próximo dispositivo, e assim sucessivamente até o dispositivo disponível de menor potência. Caso o algoritmo não encontre mais soluções candidatas que atendam  $b_0$ , logicamente ao passar para o próximo dispositivo com menor faixa de potência de compensação disponível, o algoritmo não encontrará mais soluções candidatas que atendam a restrição  $b_0$ . Assim, o algoritmo para de testar a alocação na próxima barra, reduzindo o tempo de processamento.

São analisadas as contingências simples apenas das soluções com um dispositivo, que atendem  $b_0 = 0$ , e os resultados são salvos para enumeração das soluções.

Quando for inserida geração através de conversores de frequência e a  $f_{obj}$  da equação (10) considerar o  $SCR_i$ , na matriz admitância são adicionados os parâmetros de sequência positiva das máquinas síncronas (admitâncias série e subtransitórias  $x_d''$  dos geradores e compensadores) para calcular as potências de curto-circuito trifásico e obter o SCR conforme será visto na seção 5.4.

### *C. Alocação de dois dispositivos de Compensação de Potência Reativa*

São inseridos simultaneamente dois dispositivos de compensação, testado nas soluções o atendimento da restrição  $b_0$  para análise das contingências e da restrição  $c_0$ . As soluções factíveis que atendem  $b_0$  e  $c_0$  são enumeradas de acordo com o menor valor da função objetivo.

## **5.3 CONSIDERAÇÕES PARA O FLUXO DE POTÊNCIA**

Para o fluxo de potência, utilizou-se o método de Newton-Raphson, pois além de ser um método tradicional e eficiente para obter a convergência de sistemas elétricos com elementos tradicionais (como linhas, transformadores, máquinas síncronas, reatores e

capacitores), este método apresenta um bom desempenho na presença de dispositivos FACTS (ACHA *et al.*, 2004). A formulação para o cálculo do fluxo de potência foi obtida em (MONTICELLI; GARCIA, 2003), e foi implementada em Matlab.

Para validar as simulações do fluxo de potência, o sistema IEEE 14 barras foi simulado no software *Power World*, e a comparação foi considerada satisfatória em função das diferenças serem muito pequenas e desprezíveis, conforme mostra a Tabela 15 do Apêndice B. Os diagramas unifilares dos sistemas testados estão no Apêndice A.

As fontes eólicas e solar fotovoltaica, que foram adicionadas nos sistemas testados, foram modeladas como potência ativa negativa com FP unitário, sem controle da tensão terminal, e não alterando o tipo da barra de conexão (por exemplo, se antes era PQ, permaneceu PQ).

Para alocar os dispositivos de compensação de potência reativa, foram utilizados os parâmetros da Tabela 4. A potência base é de 100 MVA, e a tensão base é de 138 kV.

**Tabela 4 – Parâmetros das máquinas rotativas utilizadas nas simulações**

$S_n$	$Q_{min}$	$Q_{max}$	$x_d$	$r_a$	$x_d''$	Tipo	Referência
1,0	-1,00	1,00	0,030718	0,00004726	0,0049622	SC	(WEG S.A., 2014)
0,75	-0,75	0,75	0,01560	0,000017	0,0017	SC	(ANDERSON; FOUAD, 2003)
0,6	-0,60	0,60	0,02476	0,000024	0,00257	SC	(ANDERSON; FOUAD, 2003)
0,5	-0,50	0,50	0,009172	0,00005082	0,00257	SC	(ANDERSON; FOUAD, 2003)
0,4	-0,4	0,40	0,02373	0	0,00231	SC	(ANDERSON; FOUAD, 2003)
0,25	-0,25	0,25	0,01769	0,000025	0,002035	SC	(ANDERSON; FOUAD, 2003)
0,08	-0,08	0,08	0,005	0,000070	0,001500	SV	(KALSI <i>et al.</i> , 2003)

*Legenda:*

SC → Synchronous Condenser

SV → SuperVAR, compensador síncrono com supercondutores

$S_n$  → potência nominal da máquina, em pu;

$Q_{min}$  → potência reativa mínima, em pu;

$Q_{max}$  → potência reativa máxima, em pu;

$x_d$  → reatância de eixo direto, em pu;

$r_a$  → resistência do enrolamento da armadura, em pu;

$x_d''$  → reatância subtransitória de eixo direto, em pu.

O número de combinações possíveis, calculados pela equação (17), para os sete diferentes dispositivos da Tabela 4, para os sistemas de 14 e 30 barras do estudo de caso, podem ser vistos na Tabela 5.

**Tabela 5 – Número de combinações possíveis para o estudo de caso**

	14 barras	30 barras
Alocação de 1 dispositivo	91	203
Alocação de 2 dispositivos	3.822	19.894

Para executar o fluxo de potência com o novo dispositivo alocado, a barra onde é inserido o dispositivo é alterada para tipo PV, e a condição inicial do módulo da tensão é alterada para ser igual a 1,0 pu.

#### 5.4 MÉTODO PARA CALCULAR O SCR

Na montagem da matriz admitância de barras, foram representadas as reatâncias de sequência positiva das unidades geradoras e dos compensadores síncronos pelos seus valores subtransitórios saturados (ONS, Submódulo 23.3), ou seja,  $x_d''$ . O algoritmo implementado que calcula o SCR no Matlab para uma dada barra  $i$ , utiliza a equação (18):

$$SCR_i = \frac{\left| \frac{V_i^2}{(Y_{bus,i,i})^{-1}} \right|}{P_{new}} \quad (18)$$

Onde:

$V_i$  → tensão da barra  $i$ , em pu;

$Y_{bus,i,i}$  → elemento  $i,i$  da matriz admitância de barras, em pu;

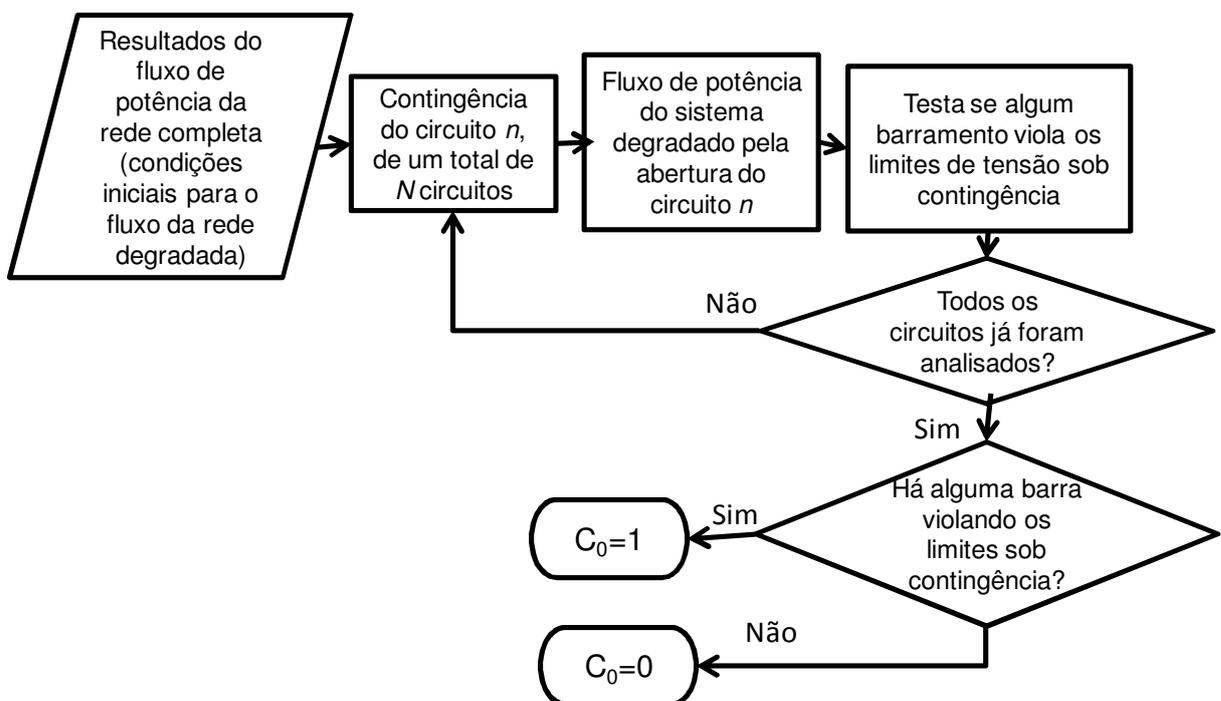
$P_{new}$  → potência ativa total a ser conectada na barra  $i$ , através de conversores de frequência, em pu.

Para encontrar o termo  $Y_{bus_{i,i}}$  da equação (18), foi somado ao termo  $Y_{i,i}$  da matriz admitância, os parâmetros  $x_D$ ,  $r_a$  e  $x_d''$  da Tabela 4 para as respectivas máquinas conectadas na barra  $i$ . Os valores do SCR encontrados nesta dissertação estão disponíveis no Apêndice F.

### 5.5 MÉTODO PARA AS CONTINGÊNCIAS

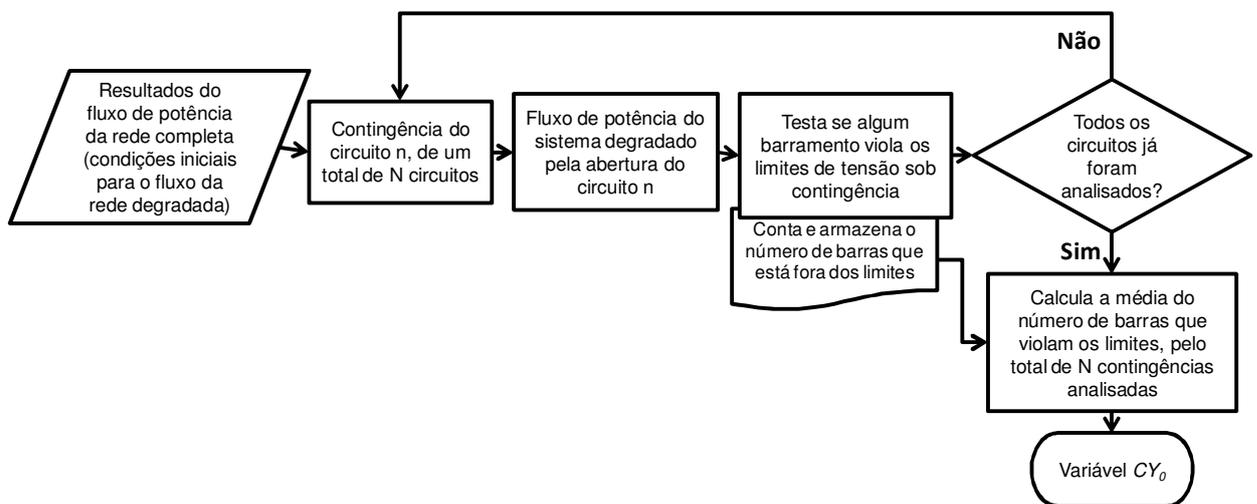
Nas contingências, o algoritmo foi projetado para verificar se houve ultrapassagem do limite de 10% do valor da tensão nas simulações de contingência, conforme a seção 5.3.2.7 de (ONS, Submódulo 23.3), considerando que nos barras onde há carga conectada, nos casos analisados nesta dissertação, a conexão com a rede seria com os agentes de distribuição. A equação (15) foi utilizada neste algoritmo dentro de um laço *for* de programação, sendo verificada após cada contingência. A Figura 8 mostra o fluxograma para  $c_0$ .

Figura 8 – Fluxograma para a restrição  $c_0$



Para possibilitar a flexibilização da restrição  $c_0$ , foi implementado o cálculo da variável  $CY_0$ , que avalia para cada contingência N-1 se o módulo da tensão de todas as barras estiver dentro dos limites definidos conforme a equação (15), conforme mostra a Figura 9. Assim, a cada alocação de compensação de potência reativa, é rodado o fluxo de potência para as contingências N-1 no respectivo cenário, verificando em cada resultado do fluxo se alguma barra viola a faixa de  $\pm 10\%$ . Com o número de barras que violam este critério a cada contingência, é realizada uma média pelo número de contingências realizadas, normalizadas pelo número de circuitos do sistema, obtendo a variável  $CY_0$ . A Figura 9 mostra o fluxograma deste cálculo, com a alocação de compensação de potência reativa.

Figura 9 – Fluxograma para o cálculo da variável  $CY_0$



Um exemplo prático do que representa o valor de  $CY_0$ , é que se toda contingência tiver uma barra que viole os limites de 10% de tensão (ONS, Submódulo 23.3), é que teremos  $CY_0 = 1$ . Se metade das contingências tiver uma barra violando este limite, teremos  $CY_0 = 0,5$ .

## 6 ESTUDO DE CASO

Para testar o método proposto e o algoritmo implementado no software Matlab, foram realizadas simulações baseadas nos sistemas IEEE de 14 e 30 barras com modificações de forma a obter valores mais baixos de SCR. O sistema IEEE 14 barras modificado utilizado no estudo de caso considera na barra Slack alterado o valor do módulo da tensão, de 1,06 pu para 1,0 pu, e desligados os compensadores originais. O sistema IEEE 30 barras modificado utilizado no estudo de caso considera a barra Slack alterada de 1,06 pu para 1,04 pu, e barras PV 11 e 13, alteradas para 1,04 pu. O limite inferior de tensão foi considerado como 0,95 pu, e o superior 1,05 pu, para que a tensão de atendimento possa ser classificada como adequada (PRODIST MÓDULO 8, 2016).

As cargas foram modeladas como potência constante para as componentes ativa e reativa (ONS, Submódulo 23.3), e nos casos em que é conectada geração através de conversores de frequência, esta geração é modelada no fluxo de potência como uma fonte negativa de potência ativa. O SCR dos sistemas testados pode ser encontrado no Apêndice F.

Consideraram-se dispositivos de compensação de potência reativa nas potências da Tabela 4, com limites de geração e absorção de potência reativa na respectiva capacidade do dispositivo. As soluções factíveis que atendem as restrições  $b_0$  e  $c_0$  não violam os limites dos dispositivos de compensação, e não há limitação para que as soluções factíveis tenham SCR médio ou alto.

Para mensurar uma estimativa inicial do valor da SCR para os sistemas testados, o apêndice F inseriu uma potência fictícia de 100 MW em cada uma das barras dos sistemas testados, uma por vez, sem compensação de potência reativa. A Tabela 21 mostra que as barras mais fracas do sistema IEEE 14 barras, são as barras 12 e 14, com valores de SCR

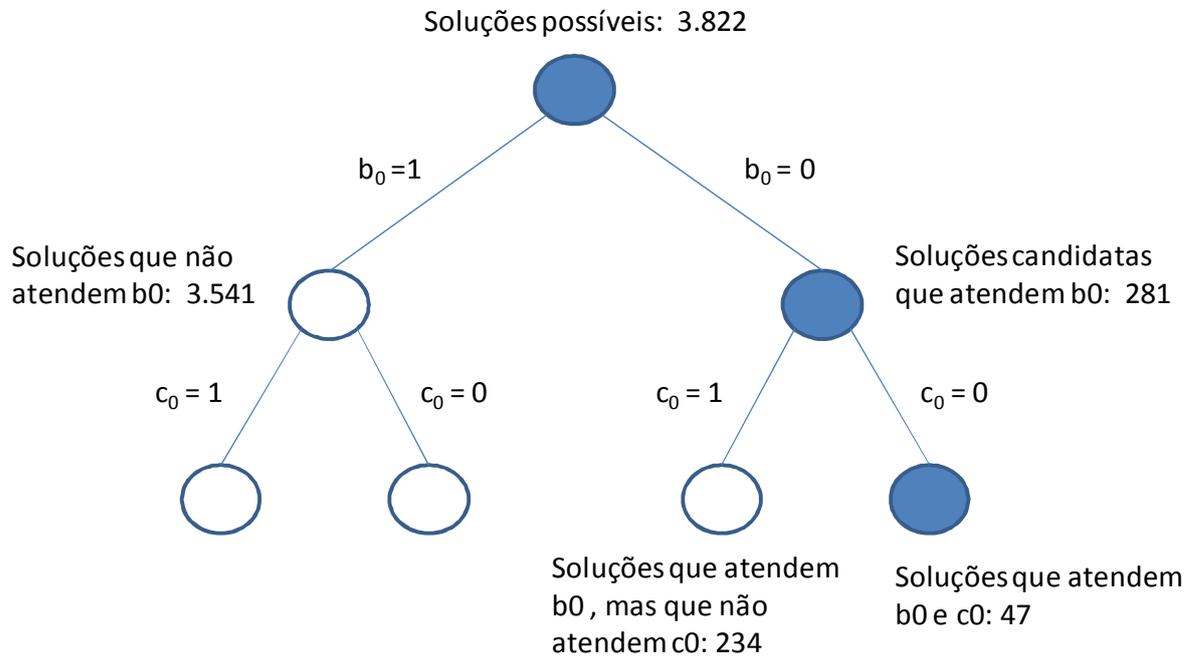
abaixo de 1,7 para o valor de 100 MW de potência injetada. A carga ativa total deste sistema é de 259 MW, conforme mostra a Tabela 18 do Apêndice B. A Tabela 22 no Apêndice F mostra para o sistema IEEE 30 barras, que a barra mais fraca é a 26, com valor de SCR abaixo de 1, e com as barras 14, 18, 19, 20, 25, 27, 29 e 30 com valor de SCR abaixo de 2.

### **6.1 CASO 14.1: GERAÇÃO DE 129,5 MW NA BARRA 14**

A adição de uma geração de 129,5 MW na barra 14 representa 50% do consumo de potência ativa no sistema IEEE 14 barras. O algoritmo proposto para alocação na barra 14, uma das mais fracas deste sistema, com o limite de  $b_0 = 0$ , para a inserção de apenas um dispositivo de compensação de potência reativa, o algoritmo verifica 28 soluções possíveis, encontrando apenas uma solução candidata, porém não atendendo  $c_0 = 0$ , e levando 0,7s de processamento.

Para a alocação de dois dispositivos de compensação, o algoritmo encontra 281 soluções candidatas que atendem  $b_0 = 0$ , porém apenas 47 delas atendem  $c_0 = 0$ . Assim, a árvore binária deste caso é mostrada na Figura 10, com o algoritmo analisando 2.184 soluções e apenas 47 soluções (1,23% do total de combinações) foram totalmente analisadas pela metodologia proposta neste trabalho. O tempo total de processamento foi de 37,8s de processamento, sendo 28,0s apenas para verificar as contingências.

**Figura 10 – Árvore binária para o caso 14.1**



Estas 47 soluções foram enumeradas conforme a função objetivo da equação (10), e os primeiros 20 resultados obtidos estão dispostos na Tabela 6. No Apêndice G, a Tabela 23 mostram-se as demais soluções ótimas (classificadas da posição 21 à 47). A melhor solução da Tabela 6 prevê alocar compensação de potência reativa nas barras 3 e 11, com valor de SCR na barra de interesse de 2,942, considerado fraco pelas referências do capítulo 3, mas que atende aos critérios de desempenho formulados na função objetivo e restrições. Para alocação de dois compensadores, todas as soluções ótimas consideraram alocar um dispositivo na barra 3, conforme podemos ver na Tabela 7. As colunas com o Mvar do Compensador se refere à potência nominal do dispositivo alocado na barra.

**Tabela 6 – Primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 14 barras, adicionado 129,5 MW na barra 14**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
1	-0,4647	75,0	2,942	-3,078	3	50,0	11	25,0
2	-0,4623	100,0	3,395	-3,656	3	60,0	10	40,0
3	-0,4361	80,0	2,948	-3,111	11	40,0	3	40,0
4	-0,4361	80,0	2,948	-3,111	3	40,0	11	40,0
5	-0,3969	85,0	2,980	-3,095	3	60,0	11	25,0
6	-0,3941	85,0	3,282	-2,998	3	60,0	6	25,0
7	-0,3878	110,0	3,402	-3,656	3	60,0	10	50,0
8	-0,3719	90,0	2,966	-3,147	3	50,0	11	40,0
9	-0,3614	90,0	2,952	-3,111	11	50,0	3	40,0
10	-0,3122	120,0	3,393	-3,656	10	60,0	3	60,0
11	-0,3122	120,0	3,393	-3,656	3	60,0	10	60,0
12	-0,2972	100,0	2,970	-3,147	11	50,0	3	50,0
13	-0,2972	100,0	2,970	-3,147	3	50,0	11	50,0
14	-0,2861	100,0	2,947	-3,111	11	60,0	3	40,0
15	-0,2843	100,0	2,979	-3,095	3	60,0	11	40,0
16	-0,2814	100,0	3,280	-2,998	3	60,0	6	40,0
17	-0,2722	100,0	2,987	-3,046	3	75,0	11	25,0
18	-0,2219	110,0	2,965	-3,147	11	60,0	3	50,0
19	-0,2096	110,0	2,983	-3,095	3	60,0	11	50,0
20	-0,2070	110,0	3,287	-2,998	3	60,0	6	50,0

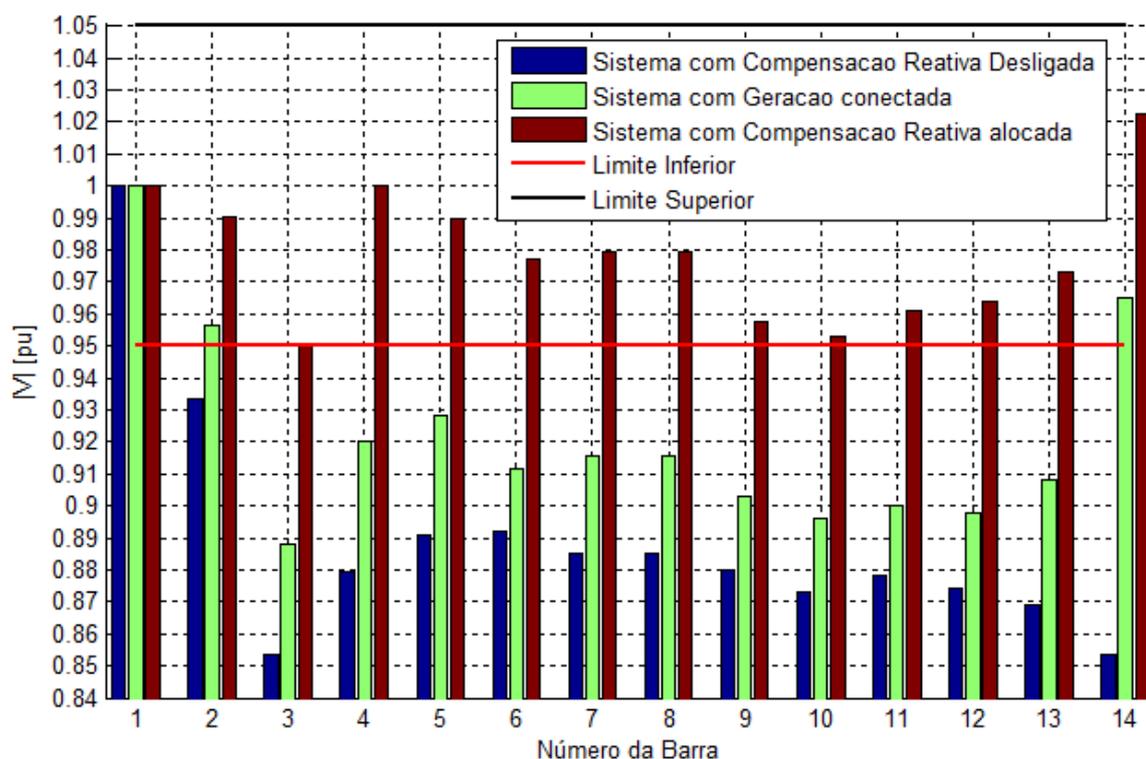
O sistema com toda a compensação de potência reativa desligada no IEEE 14 barras, e 129,5 MW conectados na barra 14, possui um  $SCR_{14}$  na barra 14 de 1,259. A alocação da compensação de potência reativa na barra 14, a mesma onde são inseridos 129,5 MW, não aparece em nenhuma das 47 soluções que atendem  $b_0$  e  $c_0$ , conforme mostra a Tabela 7.

**Tabela 7 – Ranking de vezes em que cada barra é citada como solução ótima para alocar 2 dispositivos no caso 14.1**

Barra	Citações	% citações nas soluções ótimas
3	47	100,0
11	34	72,3
6	7	14,9
10	6	12,8

Os módulos das tensões nas barras podem ser vistos na Figura 11. Os valores dos módulos das tensões da melhor solução da Tabela 6 estão representados pelas colunas hachuradas em marrom.

**Figura 11 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 6**



Corroborando com os primeiros trabalhos que analisavam apenas a redução das perdas de potência ativa (citados no capítulo 4), o melhor resultado encontrado pelo algoritmo diminui as perdas em 3,078 MW (conforme a Tabela 18 do Apêndice B, redução de 16,6 % nas perdas totais de potência ativa).

A potência reativa necessária para as vinte primeiras classificações da Tabela 6 é mostrada na Tabela 8, e percebe-se que nas primeiras classificações o método limitou a potência reativa (explicitado na equação (16)), e conforme a classificação das soluções vai aumentando, há um sobredimensionamento do dispositivo para a potência reativa necessária ao sistema, para apresentar o desempenho que atenda às restrições. Como exemplo, a solução classificada na 8ª posição da Tabela 8, que considera a instalação de 40 Mvar para compensação na barra 11, porém nessa barra são necessários 26,77 Mvar dos 40,0 Mvar disponíveis, e em comparação com a solução classificada na primeira posição, que com 25,0 Mvar instalado na barra 11, obtém resultados parecidos para o  $SCR_i$  e para as perdas totais de potência ativa. A potência reativa necessária para as soluções classificadas da posição 21 até a 47, pode ser vista na Tabela 24 do Apêndice G, onde fica mais evidente este sobredimensionamento.

**Tabela 8 – Potência Reativa necessária para as vinte primeiras classificações, para o IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14**

Classificação	Função Objetivo	Barra do Compensador 1				Barra do Compensador 2			
		Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *	Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
1	-0,4647	3	50,0	50,0	2	11	25,0	25,0	2
2	-0,4623	3	60,0	60,0	2	10	40,0	29,47	0
3	-0,4361	11	40,0	29,06	0	3	40,0	40,0	2
4	-0,4361	3	40,0	40,0	2	11	40,0	29,06	0
5	-0,3969	3	60,0	60,0	2	11	25,0	24,55	0
6	-0,3941	3	60,0	60,0	2	6	25,0	23,95	0
7	-0,3878	3	60,0	60,0	2	10	50,0	29,47	0
8	-0,3719	3	50,0	50,0	2	11	40,0	26,77	0
9	-0,3614	11	50,0	29,06	0	3	40,0	40,0	2
10	-0,3122	10	60,0	29,47	0	3	60,0	60,0	2
11	-0,3122	3	60,0	60,0	2	10	60,0	29,47	0
12	-0,2972	11	50,0	26,77	0	3	50,0	50,0	2
13	-0,2972	3	50,0	50,0	2	11	50,0	26,77	0
14	-0,2861	11	60,0	29,06	0	3	40,0	40,0	2
15	-0,2843	3	60,0	60,0	2	11	40,0	24,55	0
16	-0,2814	3	60,0	60,0	2	6	40,0	23,95	0
17	-0,2722	3	75,0	64,09	0	11	25,0	23,73	0
18	-0,2219	11	60,0	26,77	0	3	50,0	50,0	2
19	-0,2096	3	60,0	60,0	2	11	50,0	24,55	0
20	-0,2070	3	60,0	60,0	2	6	50,0	23,95	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum

1 – limitada a potência reativa no valor mínimo

2 – limitada a potência reativa no valor máximo

## 6.2 CASO 14.2: GERAÇÃO DE 60MW NA BARRA 12 E CAPACITOR DE 30 MVAR NA BARRA 3

Inicialmente iremos analisar apenas a adição de 60 MW de geração na barra 12 sem o capacitor de 30 Mvar. A barra 12 possui um SCR inicial de 2,612 para 60 MW, e não é possível obter solução ótima alocando apenas um compensador, pois o critério  $b_0$  não é atendido para as potências disponíveis de compensação. Alocando dois compensadores, o algoritmo encontra 267 soluções candidatas que atendem  $b_0 = 0$ , porém apenas 28 delas atendem  $c_0 = 0$ . O tempo total de processamento foi de 1 min e 18s, sendo 49s apenas para processar as contingências. Os dez primeiros resultados obtidos para alocar dois compensadores estão expostos na Tabela 9.

**Tabela 9 – Primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 14 barras, adicionado 60MW na barra 12 sem o capacitor**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{12}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
1	-0,5903	65,0	5,751	-5,465	3	40,0	14	25,0
2	-0,5414	75,0	5,526	-5,657	3	50,0	9	25,0
3	-0,2876	100,0	6,299	-5,136	3	75,0	11	25,0
4	-0,2061	115,0	5,724	-5,415	3	75,0	10	40,0
5	-0,1751	115,0	6,297	-5,136	3	75,0	11	40,0
6	-0,1313	125,0	5,731	-5,415	3	75,0	10	50,0
7	-0,1003	125,0	6,306	-5,136	3	75,0	11	50,0
8	-0,0999	125,0	6,292	-5,136	3	100,0	11	25,0
9	-0,0560	135,0	5,722	-5,415	3	75,0	10	60,0
10	-0,0250	135,0	6,295	-5,136	3	75,0	11	60,0

Para inserir 60 MW na barra 12 do sistema IEEE 14 barras, todos os resultados do algoritmo consideraram a alocação de compensação na barra 3, a qual no sistema original do IEEE 14 barras, era do tipo PV, com compensação de potência reativa de 60 Mvar, logo

mostra que os resultados deste algoritmo proposto estão coerentes com a topologia original do sistema IEEE 14 barras. Os módulos das tensões nos barras podem ser vistos na Figura 30 do Apêndice G.

A barra 3 possui a maior carga do sistema IEEE de 14 barras, com 94,2 MW e 19 Mvar. Inserindo um capacitor de 25 Mvar na barra 3, as melhores classificações para alocar dois compensadores ainda consideram alocar um na barra 3. Assim, para analisar o efeito de 3 dispositivos de compensação, será adicionada uma compensação fixa na barra 3, inserindo um capacitor shunt de 30 Mvar nesta, adicionando geração de 60 MW na barra 12, e utilizado o método proposto para analisar a alocação de dois compensadores.

Alocando apenas um compensador, ainda não é possível obter solução ótima, pois a restrição  $b_0$  encontra 7 soluções candidatas, porém a restrição  $c_0$  permanece não sendo atendido. Alocando dois compensadores, o algoritmo encontra 1.761 soluções candidatas que atendem  $b_0 = 0$ , porém apenas 153 delas atendem  $c_0 = 0$ , levando o total de 5 min e 31s para processamento, sendo 4 min e 14s para verificar as contingências. Os dez primeiros resultados obtidos para alocar dois compensadores estão na Tabela 26. Os módulos das tensões, da melhor solução, estão na Figura 31, ambos no Apêndice G.

Os resultados corroboram a importância de alocar compensação na barra 3, na forma de geração de potência reativa, para elevar o perfil de tensão da própria barra 3 e barras vizinhas, e devido à elevada carga reativa na barra 3, boa redução de perdas de potência ativa. Comparando as colunas em azul da Figura 11 com a Figura 31, percebe-se que o capacitor melhora o perfil de tensão de toda a rede.

O capacitor na barra 3 reduz as perdas totais de potência ativa em 1,873 MW. Comparando as soluções da Tabela 9 com a Tabela 26 do Apêndice G, com o capacitor há mais soluções com dispositivos de compensação com menores potências nominais nas

primeiras classificações, e a Tabela 25 do Apêndice G mostra que há mais barras envolvidas nas soluções factíveis.

### **6.3 CASO 30.1: SISTEMA IEEE 30 BARRAS MODIFICADO, E COM GERAÇÃO DE 100 MW NA BARRA 18, EM ETAPAS**

Para o sistema IEEE 30 barras modificado, a contingência do circuito entre as barras 27 e 28 viola o limite de 10% para o módulo da tensão em 4 barras. Assim, para testar a eficácia do método, é aplicada a metodologia proposta no sistema IEEE 30 barras, sem inserir geração. Para a alocação de apenas um dispositivo de compensação, o algoritmo leva levando 4 min e 14s de processamento, e encontra 205 soluções que atendem  $b_0$ , e 35 soluções factíveis que atendem  $c_0$ . A Tabela 10 mostra os dez primeiros resultados para alocação de um compensador. Em função de não haver adição de geração, é nulo o termo da  $f_{obj}$  referente ao  $SCR_i$ . Para alocação simultânea de dois dispositivos de compensação, a Tabela 27 do Apêndice G mostra os dez primeiros resultados. Vale ressaltar que a menor potência nominal disponível para compensação na Tabela 4 da seção 5.3 é de 8 Mvar.

**Tabela 10 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de um compensador**

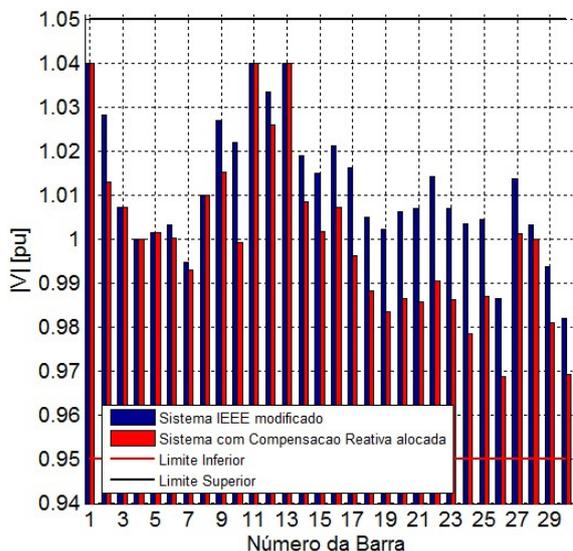
Classificação	Função Objetivo	Potência nominal [Mvar]	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1			
				Num.	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
1	0,294	8,0	0,511	26	8,0	4,68	0
2	0,294	8,0	0,511	25	8,0	4,67	0
3	0,304	8,0	0,540	30	8,0	4,90	0
4	0,306	8,0	0,546	29	8,0	3,49	0
5	0,318	8,0	0,582	27	8,0	0,41	0
6	0,549	25,0	0,511	26	25,0	4,68	0
7	0,549	25,0	0,511	25	25,0	4,67	0
8	0,559	25,0	0,540	30	25,0	4,90	0
9	0,561	25,0	0,546	29	25,0	3,49	0
10	0,573	25,0	0,582	27	25,0	0,41	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

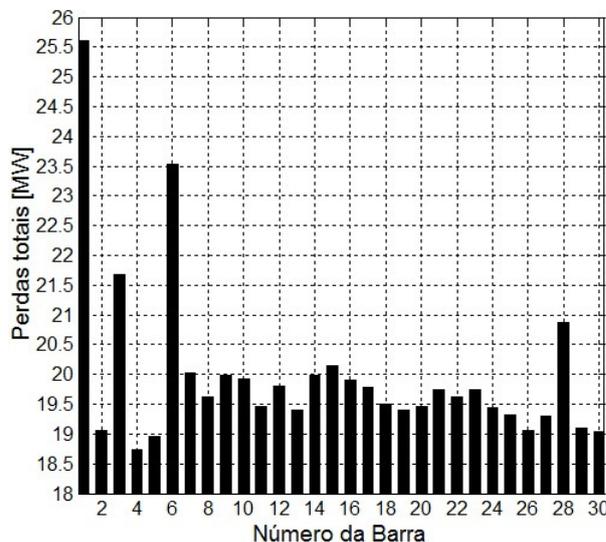
0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo

Para a melhor solução da Tabela 10, a Figura 12 mostra os módulos das tensões. Para este dispositivo de 8 Mvar de compensação, a Figura 13 mostra o valor das perdas totais de potência ativa, para o caso deste dispositivo ser alocado na respectiva barra. As barras melhor classificadas na Tabela 10 obtêm boas reduções de perdas na Figura 13.

**Figura 12 – Módulos das tensões para a melhor solução alocando 1 compensador**



**Figura 13 – Perdas de potência ativa por barra**



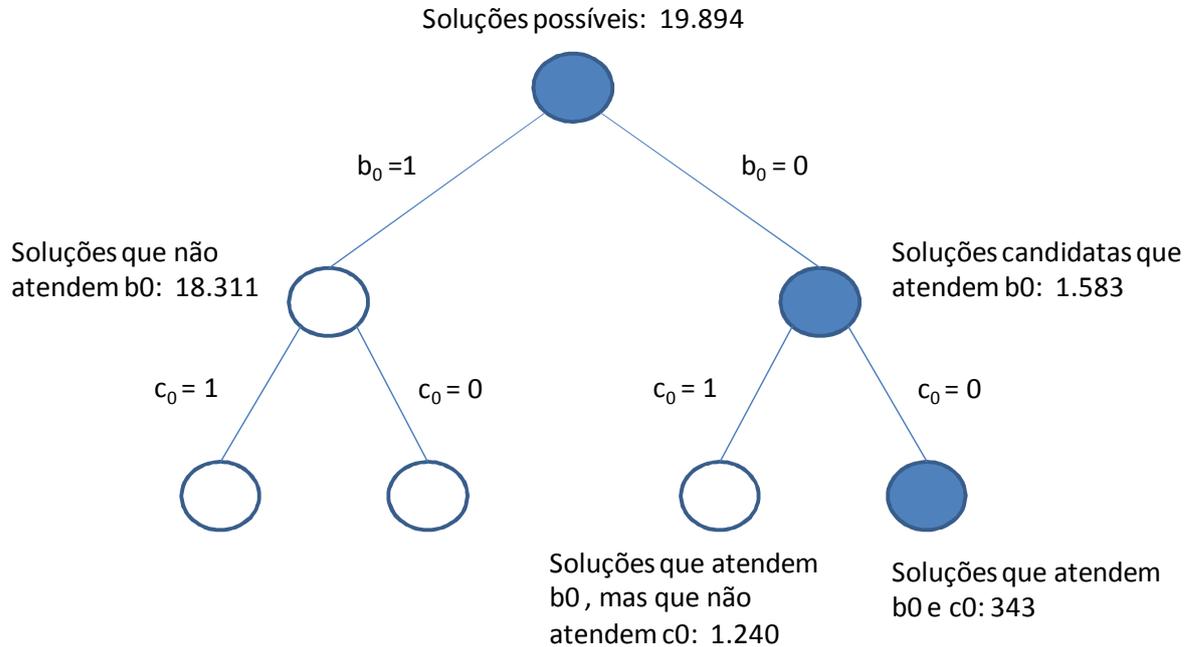
O método proposto também pode ser utilizado para analisar o desempenho do sistema com a alocação prevista de compensação para um cenário de expansão parcial da geração, como para o planejamento da expansão, com a conexão desta nova geração sendo feita em etapas. Analisaremos como estudo de caso a inserção de metade da expansão da geração num ano, e a metade restante em um segundo momento, mantendo constante a carga do sistema.

A geração a ser inserida neste caso é de 100 MW na barra 18, o que representa 35,3% do consumo de potência ativa no sistema IEEE 30 barras, e a barra 18 possui um SCR inicial de 3,665 para 100 MW. Para inserir metade da geração, 50 MW na barra 18, o algoritmo encontrou 35 soluções factíveis para alocação de um compensador, com os dez primeiros resultados na Tabela 28 do Apêndice G, e o algoritmo encontrou 6.871 soluções factíveis para alocação simultânea de dois dispositivos de compensação, com os doze primeiros resultados expostos na Tabela 29 do Apêndice G. Para esta geração de 50 MW, a solução de alocar apenas um compensador de 8 Mvar se torna uma boa alternativa para o sistema, já que as primeiras soluções para alocar dois compensadores envolvem as mesmas

barras para alocação de apenas um, combinadas com um compensador de 8 Mvar na barra 18, o que eleva de sobremaneira o  $SCR_{18}$ .

Para a adição de uma geração de 100 MW na barra 18, ainda sem considerar o suporte de reativos desta nova geração, o algoritmo encontra 56 soluções candidatas que atendem a restrição  $b_0$  para a inserção de apenas um dispositivo de compensação de potência reativa, porém nenhuma destas 56 atende a restrição  $c_0$ . Para a alocação de dois dispositivos, a árvore binária deste caso é mostrada na Figura 14, onde há 19.894 soluções de alocações possíveis (conforme Tabela 5 da seção 5.3) para compensação de potência reativa para os nove diferentes tipos disponíveis de dispositivos, e o algoritmo encontra 1.583 soluções candidatas que atendem  $b_0$ , e apenas 343 soluções que atendem a restrição  $c_0$  e foram totalmente analisadas pela metodologia proposta neste trabalho, sendo que os primeiros cinco resultados podem ser vistos na Tabela 11.

**Figura 14 – Árvore binária para o caso 30.1, inserindo 100 MW na barra 18 e FP unitário**



Para analisar a influência do suporte de reativos da nova geração, nas melhores soluções encontradas pela metodologia proposta, a Tabela 11 mostra um comparativo considerando FP unitário na barra 18, e FP de 0,95 indutivo na barra 18 pela absorção de 33 Mvar através da nova geração (mantendo a barra 18 como PQ). Mesmo com o suporte de reativos da nova geração, o algoritmo não encontra solução factível alocando apenas um compensador.

O peso do critério  $SCR_i$  quando há o envolvimento da barra  $i$ , como neste caso da Tabela 11 com a barra 18, faz com que soluções factíveis que envolvem a barra  $i$  obtenham as melhores classificações, mesmo que para isso seja preciso aumentar a potência nominal do dispositivo de compensação. Com o FP unitário, as soluções melhores classificadas que não envolvem a barra 18 estão nas posições 23 e 24. A posição 23 propõe alocar nas barras 27 e 8, dispositivos de 8 Mvar, e a posição 24 propõe alocar nas barras 30 e 8, também com 8 Mvar em cada. Com o FP de 0,95 ind, a solução melhor classificada que não envolve a barra 18 é a

de posição 32, a qual propõe alocar na barra 19 um dispositivo de 25 Mvar, e na barra 25 um dispositivo de 8 Mvar.

A escolha da solução para a expansão completa da geração de 100 MW na barra 18, também atende a expansão de metade dessa geração, quanto ao desempenho do perfil da tensão para a rede completa (restrição  $b_0$ ), rede degradada (restrição  $c_0$ ), SCR e redução nas perdas de potência ativa.

**Tabela 11 – Comparativo entre os cinco primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras, adicionado 100 MW na barra 18**

FP	Classificação	Função Objetivo	Potência nominal [Mvar]	$SCR_{18}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
						Num.	Mvar	Num.	Mvar
1,0	1	-0,9619	16,0	942,06	-3,113	18	8,0	25	8,0
	2	-0,9619	16,0	942,06	-3,113	25	8,0	18	8,0
	3	-0,9402	16,0	940,15	-3,043	18	8,0	27	8,0
	4	-0,9402	16,0	940,15	-3,043	27	8,0	18	8,0
	5	-0,9398	16,0	941,00	-3,041	18	8,0	26	8,0
0,95 ind	1	-0,8177	33,0	594,40	-4,938	18	25,0	25	8,0
	2	-0,8096	33,0	594,46	-4,897	18	25,0	27	8,0
	3	-0,8029	33,0	593,33	-4,864	18	25,0	26	8,0
	4	-0,7894	33,0	590,88	-4,797	18	25,0	30	8,0
	5	-0,7886	33,0	590,98	-4,793	18	25,0	29	8,0

## 6.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

### 6.4.1 : Influência dos pesos $a_1$ , $a_2$ e $a_3$ na classificação das soluções

Analisaremos a seguir como a classificação da melhor solução do método proposto é alterada, em função da escolha dos pesos da Tabela 3. A alteração dos valores dos pesos da função objetivo da equação (10) não altera a quantidade de soluções que atendem as restrições

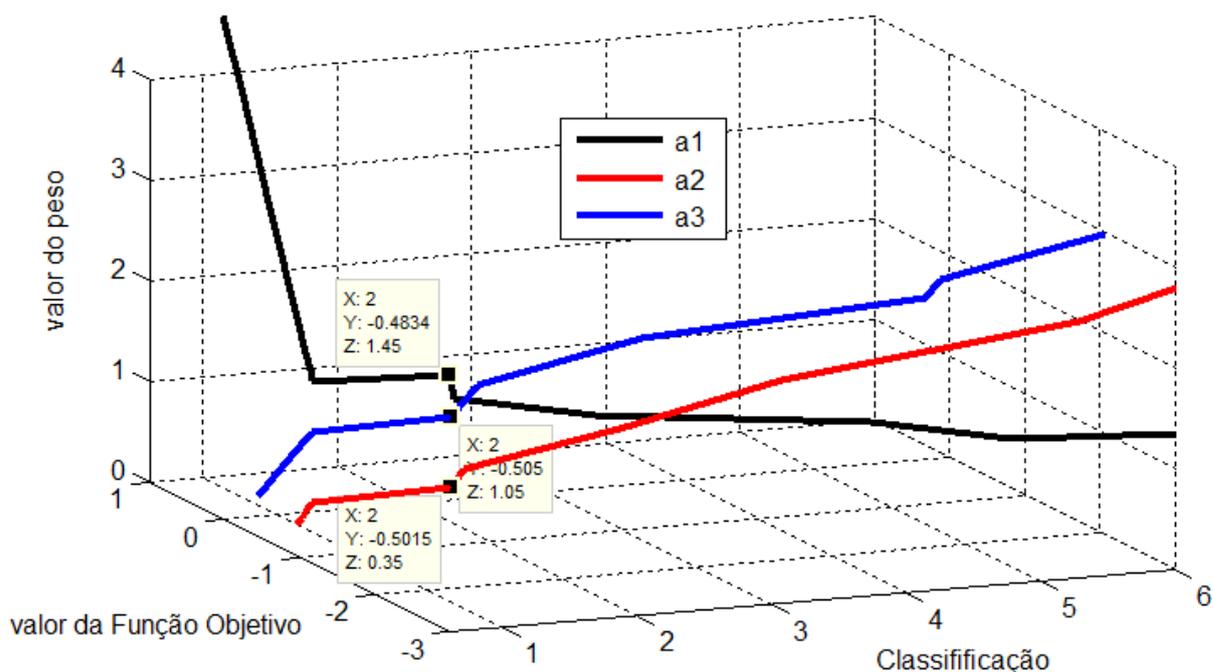
$b_0$  e  $c_0$ , alterando apenas a classificação das soluções factíveis. Para sintetizar a análise, mostraremos apenas como a classificação da melhor solução da Tabela 6 é alterada quando modifica-se o valor dos pesos. A Tabela 12 mostra o valor da função objetivo e a nova classificação para a alteração de um dos pesos por vez.

**Tabela 12 – Análise de Sensibilidade para os pesos da função objetivo**

<b>peso <math>a_1</math></b>	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,45	<b>1,5</b>	1,55	1,75	2	5
<b><math>f_{obj}</math></b>	-0,93	-0,84	-0,75	-0,65	-0,56	-0,48	<b>-0,4647</b>	-0,45	-0,37	-0,28	0,85
<b>Classificação</b>	10	6	5	3	2	2	<b>1</b>	1	1	1	1
<b>peso <math>a_2</math></b>		0,01	0,1	0,2	<b>0,3</b>	0,35	0,6	1	1,5	2	3
<b><math>f_{obj}</math></b>		-0,25	-0,32	-0,39	<b>-0,4647</b>	-0,50	-0,69	-0,98	-1,35	-1,72	-2,24
<b>Classificação</b>		1	1	1	<b>1</b>	2	2	3	4	6	8
<b>peso <math>a_3</math></b>		0,1	0,5	0,8	<b>1</b>	1,05	1,5	2	2,25	2,5	3
<b><math>f_{obj}</math></b>		0,26	-0,06	-0,30	<b>-0,4647</b>	-0,50	-0,87	-1,27	-1,47	-1,67	-2,08
<b>Classificação</b>		1	1	1	<b>1</b>	2	2	3	5	5	6

A Figura 15 mostra graficamente estes pontos da Tabela 12, com marcações para os pontos que a solução melhor classificada na Tabela 6 passa a perder a primeira posição. Para cada um dos pesos  $a_1$ ,  $a_2$  e  $a_3$  há uma região de “zona morta” com sensibilidade nula, em que a variação do peso não altera a posição de classificação da melhor solução, e os valores escolhidos para os pesos  $a_1$ ,  $a_2$  e  $a_3$  na Tabela 3 estão no limiar desta região.

Figura 15 – Análise de Sensibilidade para os pesos da função objetivo



O peso  $a_1$  corresponde na função objetivo da equação (10) pelo termo referente à potência total instalada de compensação de potência reativa,  $Q_G$ . Para dois resultados fictícios com desempenho similar quanto à SCR e variação nas perdas de potência ativa, atendendo às restrições  $b_0$  e  $c_0$ , a função objetivo obtém o menor valor para a solução que instale a compensação de menor potência, o que levaria a solução mais econômica.

Um aumento significativo do valor do peso  $a_1$  influencia tanto no valor da função objetivo, que soluções com dispositivos de potência um pouco superior, mesmo que apresentem desempenho muito melhor para  $SCR_i$  e  $\Delta Perdas$ , não conseguem obter uma boa classificação. Reduzindo o valor do peso  $a_1$ , melhoram na classificação as soluções com melhor desempenho para  $SCR_i$  e  $\Delta Perdas$ , porém com sobredimensionamento dos dispositivos de compensação, o que levaria a classificar melhor soluções economicamente mais caras. Para o critério  $\Delta Perdas$ , pode ser realizada uma avaliação para ver se este sobredimensionamento dos dispositivos de compensação é amortizado com a redução nas perdas de potência ativa (por exemplo, utilizando o critério do mínimo custo global). Para o

critério  $SCR_i$ , uma avaliação do valor da SCR sobre as turbinas eólicas pode ser realizado, para ver se o valor obtido de SCR atende ao requisitado pelas turbinas (ver Apêndice C).

Quando há geração conectada através de conversores de frequência, e se deseja aumentar o SCR nesta barra de conexão, o peso  $a_2$  corresponde a esse termo. Para duas soluções factíveis, com desempenho similar quanto à  $Q_G$  e  $\Delta Perdas$ , obtém-se o menor valor da  $f_{obj}$  para a solução que obtenha o maior  $SCR_i$ , seja pelo aumento da potência de curto-circuito trifásico na barra  $i$ ,  $S_{3\phi CC}$  (conforme visto na equação (4)), ou pelo aumento do módulo da tensão  $U_n^2$  na barra  $i$ , (conforme visto na equação (6)).

Quando as soluções ótimas não envolvem a barra  $i$ , onde se deseja aumentar o SCR, mesmo que o peso  $a_2$  seja aumentado ou diminuído 100 vezes, há pouco influencia na classificação. Caso contrário, quando há alguma solução que envolve a barra  $i$ , pequenos aumentos no peso  $a_2$  fazem com que as primeiras posições da classificação envolvam prioritariamente a barra  $i$ , mesmo que com elevado  $Q_G$  e pequena  $\Delta Perdas$ . Logo, o aumento do peso  $a_2$  deve ser realizado de forma cuidadosa, para não sobredimensionar as primeiras classificações, quando envolverem a barra  $i$ .

O peso  $a_3$  corresponde ao termo referente à variação nas perdas totais de potência ativa do sistema  $\Delta Perdas$ . Na  $f_{obj}$  da equação (10) há um módulo no termo  $\Delta Perdas_{max}$ , com o valor médio do termo assumindo valores negativos, pois o termo  $\Delta Perdas$  é negativo. Assim, quanto mais negativo o termo, mais ele reduz o valor da função objetivo. Para o aumento de vezes de  $a_3$ , ocorre supervalorização na classificação para  $\Delta Perdas$  para obter resultados de  $Q_G$  e  $SCR_i$  levemente melhores à melhor solução da Tabela 6, com aumento na potência de compensação. Para uma redução de  $a_3$ , a classificação prioriza  $Q_G$  e  $SCR_i$ , e permite que soluções com pequena  $\Delta Perdas$  obtenham boas classificações.

#### 6.4.2 Influência da carga nas soluções

A carga nas barras modifica o cenário da rede elétrica analisada, logo ocorre alteração da quantidade e classificação das soluções factíveis. Como teste será utilizado o caso 14.1 da seção 6.1, onde foi adicionada uma geração no sistema IEEE 14 barras, de 129,5 MW na barra 14, com  $c_0$  não flexibilizado.

Com a carga aumentada em 10% (potências ativa e reativa) no caso 14.1, a adição de uma geração de 129,5 MW representa 45,45 % do consumo de potência ativa deste sistema. Para alocação de apenas um dispositivo de compensação de potência reativa, o algoritmo proposto não encontra nenhuma solução que atenda  $b_0$ , levando 0,3s de processamento. Para a alocação de dois dispositivos de compensação, o algoritmo encontra 86 soluções candidatas que atendem  $b_0$ , com 26 delas atendendo  $c_0$ , levando 27s de processamento. Os dez primeiros resultados podem ser vistos na Tabela 30 do Apêndice G. As perdas totais do sistema IEEE 14 barras com esta carga aumentada são de 19,033 MW, e para o sistema IEEE 14 barras modificado são de 24,880 MW. O aumento da carga no sistema modificado reduz o módulo da tensão em todas as barras do sistema, e faz com que as soluções de alocação para o sistema com carga aumentada necessitem de dispositivos de compensação com maior potência nominal. Comparando a Tabela 6 para o caso 14.1 com a Tabela 30 do Apêndice G para o aumento de 10% da carga, o  $SCR_i$  se mantém parecido nas soluções melhores classificadas, e há uma diminuição maior nas perdas totais de potência ativa com a carga aumentada.

Para a carga reduzida em 50% no caso 14.1, a adição de uma geração de 129,5 MW representa 100% do consumo de potência ativa no sistema IEEE 14 barras. O algoritmo proposto para alocação na barra 14, com o limite de  $b_0$  para a inserção de apenas um dispositivo de compensação de potência reativa, o algoritmo encontra 48 soluções candidatas,

com 8 soluções factíveis mostradas na Tabela 32 do Apêndice G, levando 9,3s de processamento. Caso o compensador da melhor solução da Tabela 32 fosse alocado na barra 14, a mesma onde é inserida a nova geração, apenas 50% das barras estariam entre os limites conforme mostra a Figura 34 do Apêndice G, demonstrando a importância na escolha da barra para alocação de compensação.

Para a alocação de dois dispositivos de compensação com carga reduzida em 50% no caso 14,1, o algoritmo encontra 1.212 soluções candidatas que atendem  $b_0$ , com 176 delas atendendo  $c_0$ , levando 4 min e 7s de processamento. Os dez primeiros resultados podem ser vistos na Tabela 33 do Apêndice G. As perdas do sistema original do IEEE com esta carga reduzida em 50% são de 3,787 MW, e para o sistema modificado passam a ser de 3,075 MW. A adição de uma geração de 129,5 MW faz com que esta barra 14 viole o limite superior, em função de não haver compensação de potência reativa, requerendo a absorção de reativos em algumas soluções para reduzir o módulo da tensão. Isto fica bem claro ao analisar os dados da Tabela 34 do Apêndice G, onde para este cenário de carga reduzida, algumas soluções consideram o compensador alocado na barra 14 operando na faixa indutiva.

### 6.4.3 Influência da restrição $c_0$ nos resultados

Para verificar a sensibilidade da função objetivo frente ao ajuste que define a variável binária  $c_0$ , foi analisada a flexibilização desta restrição no caso 14.1 onde é inserida uma geração de 129,5 MW na barra 14, e calculando a variável  $CY_0$  descrita na seção 5.5.

Com a flexibilização de  $c_0$ , alocando apenas um compensador o algoritmo passa a obter uma solução candidata que atendem  $b_0$ , alocando na barra 4 o dispositivo de 100 Mvar. Na barra 14, o SCR passa de 1,259 para 2,642, há diminuição de 3,293 MW nas perdas totais,

a  $f_{obj} = 0,200$  e  $CY_0 = 0,95$ . A necessidade de compensação na barra 4 é de 92,51 Mvar para esta solução. Este resultado possui  $f_{obj}$  maior do que o melhor resultado encontrado na Tabela 6 com  $c_0$  não flexibilizado. A potência do compensador para os resultados com  $c_0$  flexibilizado é de 100 Mvar, superior a soma dos compensadores para o caso 14.1 com  $c_0$  não flexibilizado. Isto demonstra que alocando mais um compensador, se obtenha resultados melhores para o desempenho do sistema.

As perdas totais de potência ativa para o caso de adicionar 129,5 MW na barra 14, alocando apenas um dispositivo de compensação de 100 Mvar, variam bastante de acordo com a barra escolhida para esta alocação. A Tabela 13 mostra as perdas para cada opção de barra, com a classificação pela ordem das menores perdas. A pior solução apresenta perdas 45,6% maior do que a melhor solução, o que dá um indicativo da importância na escolha da barra para alocação.

**Tabela 13 – Perdas de potência ativa para o IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com  $c_0$  flexibilizado**

Barra para Alocação de Compensação	Perdas totais [MW]	Classificação pela ordem das menores perdas
1	21,43	14
2	17,82	2
3	17,11	11
4	15,27	4
5	15,63	5
6	16,51	7
7	15,47	3
8	17,11	10
9	14,72	1
10	15,55	4
11	16,66	8
12	17,62	12
13	16,31	6
14	17,03	9

Analisando as perdas da Tabela 13, podem-se fazer os comentários a seguir quanto à alocação de compensação de potência reativa:

- alocação da compensação na mesma barra onde é adicionada a nova geração (neste caso, a barra 14) ou na barra slack, apresentam resultados ruins nas perdas de potência ativa;
- a escolha por barras com um maior número de circuitos, ou mais malhados, se torna uma boa opção, como se pode ver neste caso, na Figura 16 do Apêndice A. Os barras 9 e 2 possuem ao menos quatro circuitos, enquanto que a alocação que apresentara maiores perdas ocorre nas barras que possuem apenas dois circuitos;
- a barra que melhor atende os critérios do método proposto, quase sempre está entre as que apresentam menos perdas totais.

Para alocação de dois compensadores com  $c_0$  flexibilizado, os dez primeiros resultados estão dispostos na Tabela 14, com 281 soluções factíveis. As melhores soluções da Tabela 14 possuem dispositivos com potências nominais um pouco inferiores aos valores encontrados na Tabela 6, e deixam de atender às contingências do sistema com a flexibilização de  $c_0$ .

Do ponto de vista de desempenho do sistema e escolha adequada dos pesos da Tabela 3, são pertinentes alguns comentários e comparações entre a Tabela 6 e a Tabela 14:

- O SCR da barra de interesse (a 14, onde é conectada a geração) é levemente superior na Tabela 14 do que na Tabela 6. Assim, com melhor ajuste dos pesos  $a_2$  e  $a_3$ , seria possível influenciar na classificação de um caso não flexibilizado, para

que houvesse preferência pelas soluções que também atendem a rede degradada (restrição  $c_0$ );

- Há diferença de 0,637 MW entre as melhores soluções da Tabela 6 e da Tabela 14. Dependendo da diretriz operacional para a rede sob análise, pode ser economicamente preferível ter uma perda de potência ativa levemente inferior em detrimento ao atendimento da manutenção do perfil de tensão das barras para a rede degradada, ainda mais se a taxa de falha dos circuitos envolvidos nas contingências críticas for muito baixa.

**Tabela 14 – Resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14, com  $c_0$  flexibilizado**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	$CY_0$	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
						Num	Mvar	Num	Mvar
1	-0,7371	65,0	3,352	-3,715	0,10	10	40,0	3	25,0
2	-0,7027	65,0	3,792	-3,457	0,15	3	40,0	9	25,0
3	-0,6836	65,0	3,013	-3,608	0,80	7	40,0	3	25,0
4	-0,6627	75,0	3,853	-3,573	0,15	3	50,0	9	25,0
5	-0,6626	75,0	3,359	-3,715	0,10	10	50,0	3	25,0
6	-0,6534	80,0	3,371	-3,819	0,05	10	40,0	3	40,0
7	-0,6534	80,0	3,371	-3,819	0,05	3	40,0	10	40,0
8	-0,6233	65,0	3,224	-3,317	0,15	3	40,0	10	25,0
9	-0,6091	75,0	3,020	-3,608	0,80	7	50,0	3	25,0
10	-0,5944	85,0	3,911	-3,582	0,10	3	60,0	9	25,0

## 7 CONCLUSÕES

O algoritmo implementado é uma ferramenta que auxilia engenheiros de planejamento, e permite comparar os resultados de estudos através de uma tabela multicritério, na qual a prioridade dos critérios pode ser alterada de acordo com a necessidade de cada estudo, definindo a barra para inserir compensação de potência reativa, com mais segurança na escolha. A metodologia prioriza melhorar o desempenho do sistema, ao invés de melhorar o desempenho apenas a barra  $i$ .

Os resultados obtidos neste trabalho corroboram artigos que indicam que utilizar apenas o critério do SCR em redes fracas, para definir a alocação de compensação de potência reativa não permite assegurar que a rede apresentará um bom desempenho, mesmo que passe a ter um valor de SCR acima de 3. Por outro lado, mesmo com SCR abaixo de 3, o sistema pode apresentar um bom desempenho para a rede completa e para a rede degradada (durante contingências).

Utilizar como critério para alocação apenas o SCR implica em alocar o compensador na barra de interesse, o que dificilmente numa rede fraca consegue manter os módulos das tensões dentro dos limites operacionais, e não implica numa solução otimizada para redução das perdas totais de potência ativa.

Utilizar como critério apenas a redução das perdas de potência ativa, não garante um bom desempenho dos módulos das tensões para a rede completa e degradada nem o aumento do SCR na barra de interesse.

A função objetivo proposta neste trabalho garante que as soluções factíveis encontradas asseguram o desempenho adequado da rede, obtendo o conjunto de dispositivos de compensação com a menor potência reativa, o que acarreta numa boa solução econômica.

Priorizar soluções com menor  $Q_G$  e  $SCR_i$ , obtém boa redução das perdas de potência ativa. Para a escolha da alocação objetivando diminuição das perdas de potência ativa, o algoritmo encontrou soluções melhores do que alocar na mesma barra onde é adicionada a nova geração.

O patamar de carga é importante e influencia diretamente na escolha das barras para alocação de compensação de potência reativa. A inserção de potência ativa em barras fracas faz com que o módulo da tensão desta barra aumente em cenários de carga reduzida, exigindo nesta barra (ou próxima dela) a absorção de potência reativa.

Uma barra envolvida num grande percentual das soluções tende a apresentar uma das maiores reduções de perdas de potência ativa. Para alocação de dois dispositivos, o de maior potência tende a ser instalado nesta barra, e o de menor potência, mais próximo eletricamente da barra de interesse.

A escolha dos pesos da função objetivo se mostrou adequada aos objetivos do trabalho, embora seja pertinente ajustá-los quando mudarem os objetivos. Deve-se ter um cuidado especial para o aumento do peso  $a_2$ , para evitar sobredimensionamento dos dispositivos de compensação nas primeiras classificações, quando as soluções envolverem a barra  $i$ .

A flexibilização da restrição  $c_0$  não se mostrou vantajosa na diminuição da potência de compensação. Numa rede eletricamente fraca, com o perfil das tensões do sistema operando fora dos limites, o método proposto prima por corrigir as tensões do sistema, ao invés de corrigir apenas a tensão da barra  $i$ . Com o perfil de tensão mais elevado na barra  $i$ , e

com a maior parte do sistema ultrapassando o limite inferior de tensão, na alocação é inserido um compensador de potência elevada numa barra importante do sistema, gerando potência reativa. Para o outro dispositivo de compensação, a alocação ocorre numa parte mais fraca da rede, e pode ser de duas formas:

- gerar potência reativa numa região vizinha à barra  $i$ . Desta forma, é possível atender às restrições com o outro dispositivo de compensação de menor potência, obtendo soluções com fluxo de reativos otimizado entre os compensadores;
- absorver potência reativa na barra  $i$ , o que eleva significativamente o  $SCR_i$ . Neste caso, o outro dispositivo de compensação tem maior potência, e há fluxo de reativos entre os compensadores alocados.

Para estudos de planejamento cujo objetivo seja inserir geração em etapas, o método proposto também pode ser utilizado para analisar o desempenho do sistema, com a alocação prevista de compensação para um cenário de expansão parcial da geração, e com a expansão total da geração num cenário com acréscimo na carga do sistema. Como a tendência é que a carga do sistema sempre aumente, em caso de atrasos nas obras de expansão, esta análise do acréscimo da carga é muito útil para verificar futuros gargalos no sistema, e possibilitam que o planejamento possa ser feito de forma mais segura.

## **7.1 TRABALHOS FUTUROS**

Analisando o algoritmo proposto no capítulo 5 deste trabalho, vislumbram-se os melhoramentos abaixo em trabalhos futuros:

- incluir mais ferramentas para a correção da tensão, como a compensação reativa através de capacitores e reatores, e a alteração do tap dos transformadores da região;
- analisar no método de otimização a inclusão de um algoritmo de relaxação, para o caso onde não for obtida solução ótima factível, flexibilizando a restrição  $b_0$  e/ou  $c_0$ , de forma a apresentar alguma solução;
- incluir a regulação de tensão das fontes eólicas dos modelos que utilizam geradores síncronos conectados através de conversores de frequência e incluir no fluxo de potência a modelagem dos conversores. Para as fontes eólicas se exige que devam operar com FP entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo;
- incluir a análise econômica, com os custos dos dispositivos de compensação, e a remuneração da energia reativa pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA).

Considerar os cenários de carga (como leve, média e pesada), com respectivos pesos na função objetivo para o percentual de tempo em que o sistema opera em cada patamar de carga. Incluir a verificação do FP no método de otimização, e avaliar o método para cargas modeladas como impedância constante.

Os dispositivos FACTS contribuem para o curto-circuito de forma diferente às máquinas rotativas, embora dispositivos conectados em paralelo (como o SVC e o STATCOM) possam ser modelados para o fluxo de potência de forma similar às máquinas rotativas. Assim, para o algoritmo proposto neste trabalho, a diferença entre os FACTS conectados em paralelo e as máquinas rotativas será na SCR, e fica esta contribuição dos FACTS como melhoramento para trabalhos futuros.

## 7.2 ARTIGOS SUBMETIDOS E PUBLICADOS

Stypulkowski, Yuri Solis; Leborgne, Roberto Chouhy. “Optimal Reactive Power Compensation in Weak Grids with insertion of Wind and Solar sources”. *14th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. Juiz de Fora, Brazil. Novembro/2017. Submetido em 31/05/2017.

Stypulkowski, Yuri Solis; Leborgne, Roberto Chouhy. “*Analysis of the Brazilian Electric Power System considering the new 500MW Interconnection with Uruguay*”. Seventh IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition (T&D-LA 2014). Medellin, Colômbia. Setembro/2014.

Stypulkowski, Yuri Solis; Leborgne, Roberto Chouhy. “*Wind farm interconnection: a case study*”. Sixth IEEE PES Transmission & Distribution Latin America Conference (T&D LA 2012). Montevideo, Uruguay. Setembro/2012.

## REFERÊNCIAS

ABDUL-RAHMAN, K. H.; SHAHIDEHPOUR, S. M. A Fuzzy - Based Optimal Reactive Power Control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, May 1993.

ACHA, H. et al. **FACTS Modelling and Simulation in Power Networks**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004. 403 p.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Chichester: John Wiley & Sons, 2005. 690 p.

ALSAÇ, O. et al. Further Developments in LP-based Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, August 1990.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2nd edition. ed. [S.l.]: IEEE Press Power Engineering Series, 2003.

ASPLUND, G. Sustainable energy systems with HVDC transmission. **Technical report**, p. 5, 2002.

BEGOVIC, M. M.; PHADKE, A. G. Control of voltage stability using sensitivity analysis. **IEEE TPS**, 7, February 1992. 10.

BONNARD, G. The problems posed by electrical power supply to industrial installations. **IEE Proceedings Part B - Electric Power Applications**, v. 132, p. pp. 335-343, November 1985.

BRADSHAW, D. T. "Super" Reactive Power for the Power System through SuperVAR Superconductor Dynamic Synchronous Condensers. **Power Engineering Society General Meeting**, 2004. 4.

DEFU 111. **Connection of Wind Turbines to LOW and Medium Voltage Networks**. Danish Utilities Research Association. Lyngby, Denmark. 1998.

EGEA-ALVAREZ, A. et al. Capability curves of a VSC-HVDC connected to a weak AC grid considering stability and power limits. **IEEE IET International Conference on AC and DC Power Transmission**, Tokyo, p. 5, 8-10 September 2015.

EISSA, M. M.; ABDEL-HAMEED, T. S.; GABBAR, H. A Novel Approach for Optimum Number and Location of FACTS Devices on IEEE-30 Bus Grid using Meta-Heuristic based Harmony Search. **IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)**, Oshawa, Canada, 2013. 10.

EL-DIB, A. A. et al. Optimum VAR sizing & allocation using particle swarm optimization. **IEEE PESGM**, 2006.

EPE, EPE-DEE-DEA-006/2013-REV1. **EPE-DEE-DEA-006/2013-rev1**. MME - Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 506 páginas. 2014.

FLOUDAS, C. A. **Nonlinear and Mixed-Integer Optimization**. New York: Oxford, 1995. 480 p.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc., 1994. 1-787 p.

GRANVILLE, S. Optimal reactive power dispatch through interior point method. **IEEE Trans. Power Systems**, v. 9, p. 11, February 1994.

GUIMARÃES, C. H. C.; RANGEL. Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras. **X SEPOPE - Seminário de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Florianópolis, maio 2006. 10.

HAFFNER, S. et al. Alocação de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia visando eliminar violações de tensão. **Revista Controle & Automação**, v. 20, n. 04, 2009.

IEEE SPECIAL STABILITY CONTROLS WORKING GROUP. Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 9, February 1994. 12.

IGBINOVIA, F. O. et al. Optimal Location of the Synchronous Condenser in Electric-Power System Networks. **IEEE EPE**, Karlsruhe, Germany, p. 6, September 2016a.

IGBINOVIA, F. O. et al. Cost Implication and Reactive Power Generating Potential of the Synchronous Condenser. **IGBSG**, Taiwan, p. 6, 2016b.

KALSI, S. et al. Superconducting Dynamic Synchronous Condenser For Improved Grid Voltage Support. **IEEE TDCE**, 2003. 6.

KALSI, S. S.; MADURA, D.; INGRAM, M. Superconductor Synchronous Condenser for Reactive Power Support in an Electric Grid. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, v. 15, n. 2, p. 4, June 2005.

KIRBY, N. M. et al. HVDC transmission for large offshore wind farms. **Power Engineering Journal**, v. 16, p. 7, June 2002.

KODSI, S. K. M.; CÁNIZARES, C. A. Modeling and Simulation of IEEE 14 bus System with FACTS Controllers, 2004.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Toronto: McGraw-Hill, Inc, 1994. 1176 páginas p.

LARSSON, A. Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 17, p. 5, March 2002a.

LARSSON, A. Flicker Emission of Wind Turbines During Continuous Operation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 17, p. 5, March 2002b.

MALAKAR, T. et al. Optimal Location and Size Determination of FACTS Devices by using Multiobjective Optimal Power Flow. **IEEE TENCON Region 10 Conference**, Fukuoka, Japan, 2010. 7.

MAMANDUR, K. R. C.; CHENOWETH, R. D. Optimal Control of Reactive Power Flow for improvements in Voltage profiles and for Real Power Loss Minimization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, p. 10, July 1981.

MANUAL DO ANAREDE, ELETROBRÁS CEPEL. **Manual do Anarede**. Rio de Janeiro: [s.n.], v. versão V09.07.01, 2011. Programa de Análise de Redes.

MOGER, T.; DHADBANJAN, T. A novel index for identification of weak nodes for reactive compensation to improve voltage stability. **IET Generation, Transmission & Distribution**, p. 9, 2015.

MOMOH, J. A.; BOSWELL, G. Value-Based Implementation of Distributed Generation in Optimal Power Flow. **Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium**, Ames, Iowa, USA, 2005. 27 - 33.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. Campinas: Unicamp, 2003. 251 p.

MORTON, A. B. et al. AC or DC? Economics of Grid Connection Design for Offshore Wind Farms. **The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission**, p. 5, 2006.

NAYAK, O. B. et al. Dynamic Performance of Static and Synchronous Compensators at an HVDC inverter bus in a very weak AC system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 9, August 1994.

NBR5460, A. **NBR 5460**: 1992. [S.l.]: ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1992. 1-63 p.

ONG, C.-M. **Dynamic Simulation of Electric Machinery**. Upper Saddle River: Prentice Hall PTR, 1998. 626 p.

ONS. **Procedimentos de Rede**. [S.l.]. Submódulo 23.3.

ONS. **Procedimentos de Rede**. [S.l.]. Submódulo 3.6.

PADIYAR, K. R. **FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution**. Tunbridge Wells: Anshan Ltd, 2009. 532 páginas p.

PADIYAR, K. R.; DEVI, A. L. Control and Simulation of Static Condenser. **Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC '94. Conference Proceedings 1994., Ninth Annual**, 2, 1994. 826-831.

PDE 2024, MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. MME - Ministério de Minas e Energia. [S.l.], p. 467. 2015.

PIWKO, R. et al. Integrating Large Wind Farms into Weak Power Grids with Long Transmission Lines. **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific**, Dailan, China, p. 7, 2005.

PRODIST MÓDULO 8. ANEEL – **PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – revisão 8**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. pp 1-90. 2016. Resolução Normativa nº 728/2016.

RADU, D.; BESANGER, Y. A multi-objective genetic algorithm approach to optimal allocation of multi-type FACTS devices for power systems security. **IEEE PESGM**, 2006. 8.

RAMOS, A. J. P.; TYLL, H. Dynamic Performance of a Radial Weak Power System with Multiple Static Compensators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, p. 10, October 1989.

SAADAT, H. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1999. 412 p.

SCHIFERL, R. et al. High-Temperature Superconducting Synchronous Motors: Economic Issues for Industrial Applications. **IEEE Transactions On Industry Applications**, v. 44, p. 9, September/October 2008.

SHOULTS, R. R.; SUN, D. T. Optimal Power Flow Based upon P-Q decomposition. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, p. 9, February 1982.

SILVA, M. C. A.; BELATI, E. A. Allocation of Static VAR Compensators Using Optimal Reactive Power Flow and Branch & Bound Algorithm. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, p. 7, May 2016.

TELEKE, S. et al. Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 03, p. 7, July 2008.

UNIVERSITY OF WASHINGTON. Resources - Power Systems Test Case Archive, 2015. Disponível em: <<https://www.ee.washington.edu/research/pstca/>>. Acesso em: November 2015.

VISAKHA, K.; THUKARAM, D.; JENKIN, L. Application of UPFC for system security improvement under normal and network contingencies. **Electric Power Systems Research**, 70, 2004. 46-55. disponível em [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com).

WEG S.A. **Folha de dados FD-27551-2012, Compensador Síncrono SE Marmeleiro 2**. WEG. [S.l.], p. 1-1. 2014.

ZHANG, K. et al. Analysis of the Influence of Synchronous Condensers on Receiving-end Grid with Multiinfeed HVDC. **IEEE POWERCON International Conference on Power System Technology**, Wollongong, Australia, September 2016. 1-6.

ZHANG, Y. et al. Evaluating System Strength for Large-Scale Wind Plant Integration. **IEEE PESGM Power & Energy Society General Meeting**, p. 5, 2014.

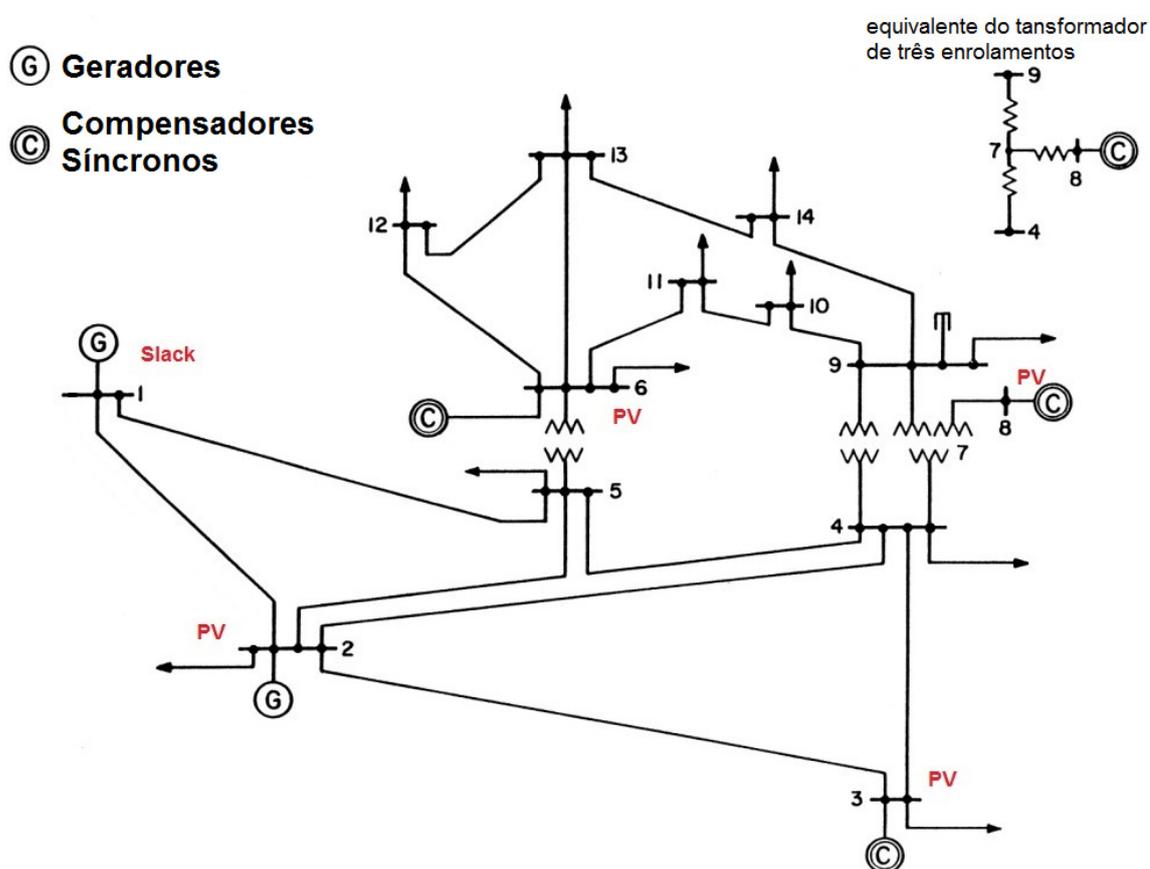
ZHU, J. **Optimization of Power System Operation**. New Jersey: John Wiley & Sons - IEEE Press, 2009. 603 p.

ZHU, Y.; BROWN, D. Prepare to Meet the Challenges in Regional Transmission Planning and Development. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Denver, USA, p. 5, July 2015.

## APÊNDICE A: SISTEMAS TESTADOS

A Figura 16 mostra o sistema IEEE 14 barras da *American Electric Power System* (AEP), com o barra 1 sendo a referência deste sistema (barra Slack), e as barras 2, 3, 6 e 8 sendo PV no sistema original.

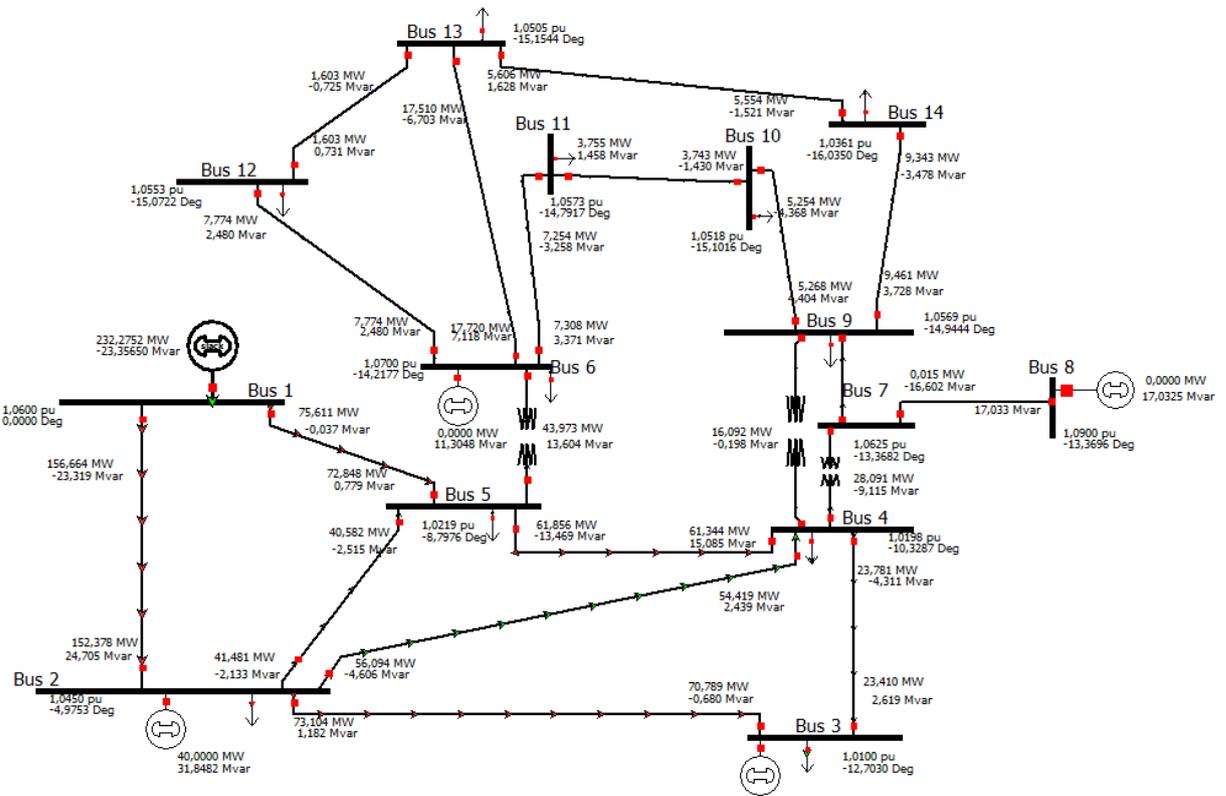
Figura 16 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 14 barras



Fonte: (UNIVERSITY OF WASHINGTON, 2015)

O resultado da simulação de fluxo de potência para o sistema de 14 barras pode ser visto na Figura 17. Os valores dos módulos das tensões e ângulos dos barras podem ser vistos na Tabela 15 do Apêndice B.

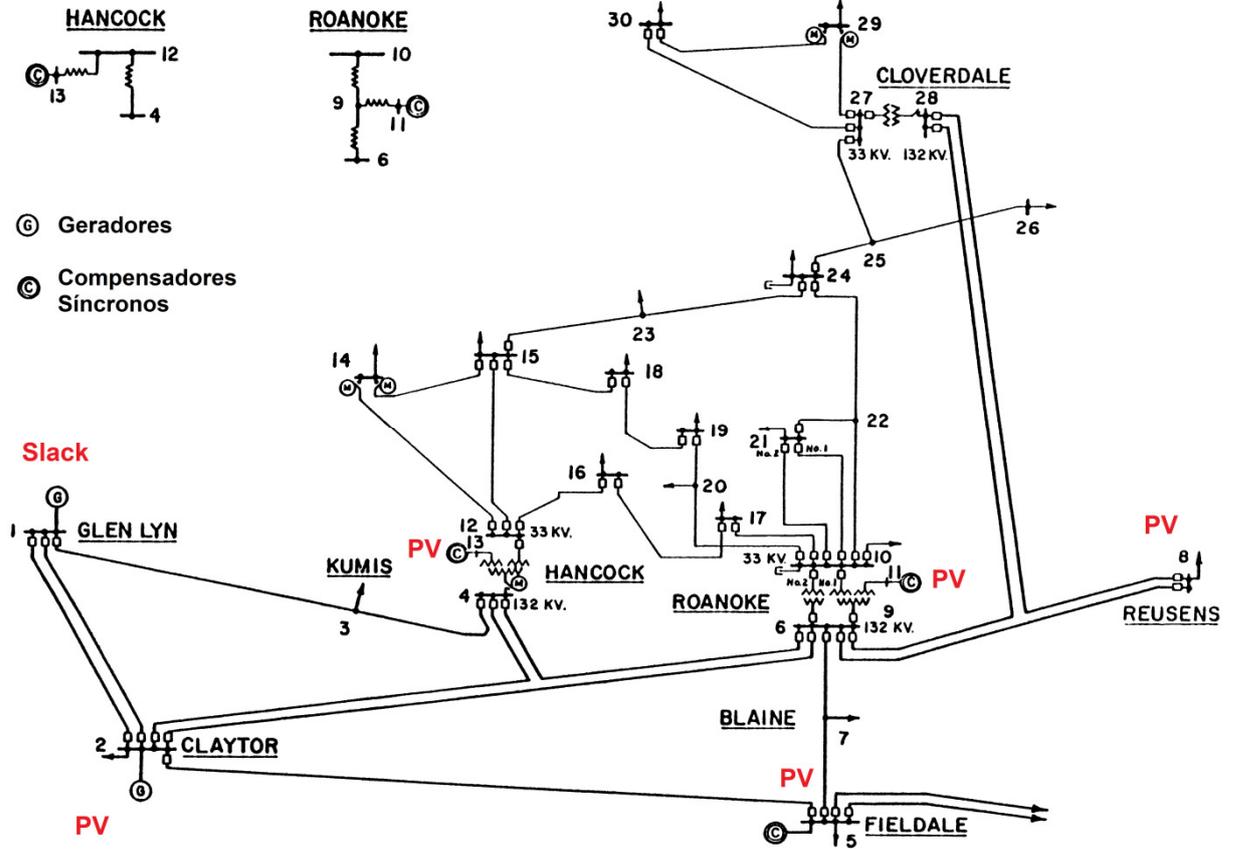
Figura 17 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 14 barras no software Power World



A Figura 18 mostra o sistema IEEE 30 barras, com o barra 1 sendo a Slack, e as barras 2, 5, 8, 11 e 13 sendo PV no sistema original. Este sistema possui barras operando em 132 kV, 33 kV, 11 kV e 1 kV.

Figura 18 – Diagrama unifilar do Sistema IEEE 30 barras

equivalentes dos transformadores de três enrolamentos



Fonte: (UNIVERSITY OF WHASHINGTON, 2015)

## APÊNDICE B: DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA

O algoritmo implementado em Matlab que calcula o fluxo de potência é detalhado na seção 5.3. Para verificar se os resultados obtidos neste algoritmo estão coerentes, utilizou-se o sistema teste do IEEE de 14 barras para comparação. Os sistemas IEEE de 14 e 30 barras também foram simulados no software *Power World* (conforme mostra a Figura 17 do Apêndice A), assim a Tabela 15 mostra os valores que deveriam ser encontrados de acordo com (UNIVERSITY OF WASHINGTON, 2015) para o de 14 barras, os valores calculados no Matlab com o algoritmo implementado neste trabalho, e os valores encontrados na simulação com o *Power World*.

Comparando os resultados da Tabela 15 para o sistema de 14 barras com os resultados da Tabela 16 e da Tabela 17 para o sistema de 30 barras, percebemos que o erro é pequeno, geralmente nas últimas casas decimais, e causam pouca influência na metodologia proposta neste trabalho.

As condições iniciais para o fluxo de potência (explicitado no capítulo 5) são os módulos das tensões dos respectivos sistemas, com os ângulos zerados nos barras. Para as simulações no Matlab e no *Power World*, a tolerância de convergência foi ajustada em 0.000001. No Matlab, todos os cálculos utilizaram *format long*, com 15 casas decimais após a vírgula.

Tabela 15 – Dados dos barras, tensões e ângulos para o sistema IEEE 14 barras

Barra		V [pu]			Ângulo [graus]		
Número	Tipo	* IEEE	Matlab	<i>PowerWorld</i>	* IEEE	Matlab	<i>PowerWorld</i>
1	1	1,060	1,060	1,060	0,0	0,0	0,0
2	2	1,045	1,045	1,045	-4,98	-4,98	-4,98
3	2	1,010	1,010	1,010	-12,72	-12,71	-12,70
4	3	1,019	1,019	1,020	-10,33	-10,33	-10,33
5	3	1,020	1,022	1,022	-8,78	-8,80	-8,80
6	2	1,070	1,070	1,070	-14,22	-14,25	-14,22
7	3	1,062	1,061	1,063	-13,37	-13,36	-13,37
8	2	1,090	1,090	1,090	-13,36	-13,36	-13,37
9	3	1,056	1,055	1,057	-14,94	-14,94	-14,94
10	3	1,051	1,050	1,052	-15,10	-15,10	-15,10
11	3	1,057	1,056	1,057	-14,79	-14,81	-14,79
12	3	1,055	1,055	1,055	-15,07	-15,10	-15,07
13	3	1,050	1,050	1,051	-15,16	-15,18	-15,16
14	3	1,036	1,035	1,036	-16,04	-16,05	-16,04

\* Fonte para as colunas IEEE: (UNIVERSITY OF WHASHINGTON, 2015)

O tipo das barras da Tabela 15 significa: tipo 1 para barra Slack (ou de referência, ou swing), tipo 2 para barra PV, e tipo 3 para barra PQ.

Tabela 16 – Tensões para o sistema IEEE 30 barras

Barra		V [pu]			Barra		V [pu]		
Núm.	Tipo	* IEEE	Matlab	** PW	Núm.	Tipo	* IEEE	Matlab	** PW
1	1	1,060	1,060	1,060	16	3	1,045	1,044	1,044
2	2	1,043	1,043	1,043	17	3	1,040	1,039	1,040
3	3	1,021	1,022	1,021	18	3	1,028	1,028	1,028
4	3	1,012	1,013	1,012	19	3	1,026	1,025	1,026
5	2	1,010	1,010	1,010	20	3	1,030	1,029	1,030
6	3	1,010	1,012	1,010	21	3	1,033	1,029	1,033
7	3	1,002	1,003	1,002	22	3	1,033	1,035	1,033
8	2	1,010	1,010	1,010	23	3	1,027	1,029	1,027
9	3	1,051	1,051	1,051	24	3	1,021	1,024	1,022
10	3	1,045	1,044	1,045	25	3	1,017	1,020	1,017
11	2	1,082	1,082	1,082	26	3	1,000	1,002	1,000
12	3	1,057	1,058	1,057	27	3	1,023	1,026	1,023
13	2	1,071	1,071	1,071	28	3	1,007	1,011	1,007
14	3	1,042	1,043	1,042	29	3	1,003	1,007	1,003
15	3	1,038	1,038	1,038	30	3	0,992	0,995	0,992

\* Fonte para as colunas IEEE: (UNIVERSITY OF WASHINGTON, 2015)

\*\* PW = software PowerWorld

Tabela 17 – Ângulos para o sistema IEEE 30 barras

Barra		Ângulo [graus]			Barra		Ângulo [graus]		
Núm.	Tipo	* IEEE	Matlab	** PW	Núm.	Tipo	* IEEE	Matlab	** PW
1	1	0,00	0,00	0,00	16	3	-15,83	-15,55	-15,53
2	2	-5,48	-5,35	-5,35	17	3	-16,14	-15,89	-15,86
3	3	-7,96	-7,55	-7,53	18	3	-16,82	-16,54	-16,54
4	3	-9,62	-9,30	-9,28	19	3	-17,00	-16,73	-16,72
5	2	-14,37	-14,15	-14,17	20	3	-16,80	-16,54	-16,52
6	3	-11,34	-11,09	-11,07	21	3	-16,42	-16,25	-16,14
7	3	-13,12	-12,87	-12,87	22	3	-16,41	-16,07	-16,13
8	2	-12,10	-11,80	-11,81	23	3	-16,61	-16,25	-16,32
9	3	-14,38	-14,14	-14,11	24	3	-16,78	-16,44	-16,49
10	3	-15,97	-15,73	-15,70	25	3	-16,35	-16,05	-16,07
11	2	-14,39	-14,14	-14,11	26	3	-16,77	-16,47	-16,49
12	3	-15,24	-14,94	-14,94	27	3	-15,82	-15,56	-15,54
13	2	-15,24	-14,94	-14,94	28	3	-11,97	-11,74	-11,69
14	3	-16,13	-15,82	-15,84	29	3	-17,06	-16,78	-16,77
15	3	-16,22	-15,91	-15,93	30	3	-17,94	-17,65	-17,66

\* Fonte para as colunas IEEE: (UNIVERSITY OF WHASHINGTON, 2015)

\*\* PW = software PowerWorld

As perdas totais de potência ativa dos sistemas podem ser vistas na Tabela 18.

Tabela 18 – Carga e Perdas totais de potência ativa

Sistema IEEE	Carga total	Perdas para o sistema original *	Perdas com a barra Slack em 1,0 pu	Perdas do sistema modificado **
14 barras	259 MW	13,373 MW	15,800 MW	18,559 MW
30 barras	283,4 MW	17,528 MW	22,481 MW	18,363 MW

\* (UNIVERSITY OF WHASHINGTON, 2015)

\*\* Sistemas modificados, utilizados no Estudo de Caso do capítulo 6.

**Tabela 19 – Parâmetros dos dispositivos de compensação de potência reativa para os sistemas IEEE**

Sistema IEEE	Núm. Barra	Potência	Tipo	Geração	$Q_{min}$	$Q_{max}$	$x_d$	$r_a$	$x_d''$
		[MVA]		[MW]	[Mvar]				
14	1	600	*	*	*	*	0,8979	0,000	0,2300
	2	60	G	40	-40	50	1,05	0,0031	0,1300
	3	60	SC	0	0	40	1,05	0,0031	0,1300
	6	25	SC	0	-6	24	1,25	0,0014	0,1200
	8	25	SC	0	-6	24	1,25	0,0014	0,1200
	9	19	FC	-	19	19	-	-	-
30	1	600	*	*	*	*	0,8976	0,0300	0,2300
	2	65	G	40	-40	50	1,05	0,0032	0,1310
	5	40	SC	0	-40	40	1,05	0,0031	0,1250
	8	40	SC	0	-10	40	1,05	0,0031	0,1250
	10	19	FC	-	19	19	-	-	-
	11	25	SC	0	-6	24	1,25	0,0014	0,1200
	13	25	SC	0	-6	24	1,25	0,0014	0,1200
	24	4,3	FC	-	4,3	4,3	-	-	-

\* Barra Slack

Tipos: G – gerador; SC – compensador síncrono; FC – capacitor fixo

Identificação dos parâmetros da Tabela 19, sendo que  $x_d$ ,  $r_a$  e  $x_d''$  do IEEE 14 barras foi retirado de (KODSI; CÃÑIZARES, 2004):

$Q_{min}$  → potência reativa mínima, em Mvar;

$Q_{max}$  → potência reativa máxima, em Mvar;

$x_d$  → reatância de eixo direto, em pu;

$r_a$  → resistência do enrolamento da armadura, em pu;

$x_d''$  → reatância subtransitória de eixo direto, em pu.

## APÊNDICE C: INFLUÊNCIA DA SCR EM PARQUES EÓLICOS

Conforme (ACKERMANN, 2005), para parques eólicos conectados em redes fracas, onde normalmente a impedância é alta, torna-se necessário um fornecimento maior de potência reativa para o parque. É possível prever a variação percentual da tensão em função da variação do suporte de potência reativa pela equação (19). Em barras da rede com SCR baixo (conforme capítulo 3), variações do suporte de potência reativa causam grandes variações na tensão.

$$\Delta V\% = \frac{\Delta Q \times 100}{S_{3\phi CC}, \text{ em MVA}} \quad (19)$$

Onde:  $\Delta V\%$  é a variação da tensão na barra de conexão e  $\Delta Q$  é a variação de injeção de potência reativa em Mvar.

Grandes parques eólicos conectados em redes fracas, com regulação de tensão combinada com sistemas integrados de controle, coordenando a regulação entre as turbinas eólicas individuais do parque, mantém a tensão constante na barra de conexão, independentemente das variações na geração da energia eólica (PIWKO *et al.*, 2005).

As turbinas eólicas de velocidade fixa que utilizam geradores de indução de gaiola de esquilo, denominadas na literatura como *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG), quando conectadas em redes fracas, causam flutuações no perfil de tensão, frente às flutuações da velocidade do vento. Por causa destas variações de tensão, são necessários bancos de capacitores nestes parques eólicos para fornecer um suporte local de potência reativa (caso contrário, ocorrem severas quedas de tensão na rede devido ao suprimento de potência reativa para os geradores de indução), e construções capazes de tolerar as flutuações

mecânicas. Ainda, as altas correntes *in-rush* de partida do SCIG (de 7 a 8 vezes a corrente nominal) podem causar severos distúrbios de tensão em redes fracas (ACKERMANN, 2005).

Um tipo de SCIG é conhecido na literatura como *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG), ou gerador de indução de dupla alimentação, já que o enrolamento bobinado do rotor é conectado à rede através de um conversor de frequência. Quando o DFIG está conectado em uma barra com baixo SCR (denominado de fraco, conforme capítulo 3), onde a flutuação da tensão é mais significativa do que numa barra com SCR médio ou alto, o DFIG contribui no suporte de reativos com o propósito de controlar a tensão, gerando ou absorvendo potência reativa.

Para a qualidade da tensão em parques eólicos, são avaliadas a mudança rápida do valor eficaz (RMS) da tensão, o efeito *flicker* e os harmônicos (ACKERMANN, 2005). O relatório da associação dinamarquesa de pesquisa (DEFU 111, 1998) orienta que para avaliar o critério da mudança rápida da tensão, a equação (20) ou a equação (21) devem ser atendidas, já para o efeito *flicker* é válida a equação (22). O efeito *flicker* também pode ser avaliado em condições normais pela equação (23), ou pela equação (24) durante chaveamentos.

$$k_f(\psi_k) \leq 0,04 \cdot SCR \quad (20)$$

$$k_i \leq 0,04 \cdot SCR \quad (21)$$

$$k_f(\psi_k) < 0,031 \cdot \frac{SCR}{N^{1/3,2}} \quad (22)$$

$$C_C(\psi_k) < 0,25 \cdot SCR \quad (23)$$

$$k_i < 0,031 \cdot \frac{SCR}{N^{1/3,2}} \quad (24)$$

Onde:

$k_f(\psi_k)$  → fator do efeito *flicker* durante os chaveamentos, em um determinado ângulo de fase da impedância da rede,  $\psi_k$ ;

$k_i$  → fator da corrente in-rush de partida;

$N$  → número máximo de operações de chaveamento;

$C_c(\psi_k)$  → fator do efeito *flicker* durante operação normal;

O fator  $k_f(\psi_k)$  é uma medida normalizada da emissão do efeito flicker devido a operações de simples chaveamentos de uma turbina eólica, e pode ser calculado pela equação (25) (ACKERMANN, 2005):

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{SCR}{S_n} \cdot P_{st} \cdot T_p^{0,31} \quad (25)$$

Onde:

$S_n$  → potência aparente de uma turbina eólica;

$P_{st}$  → efeito *flicker* de curta duração.

Mesmo que o efeito *flicker* seja raro e excepcional (BONNARD, 1985), as turbinas eólicas produzem o efeito *flicker*, tanto em regime permanente, quanto em operações de chaveamento (LARSSON, 2002a). A amplitude das flutuações de tensão na rede depende da robustez da rede, do ângulo de fase da impedância da rede e do FP da turbina eólica (ACKERMANN, 2005).

O efeito *flicker* de regime contínuo, ou longa duração (*long-term*), é conhecido como  $P_{lt}$ , e durante o chaveamento de uma turbina, pode ser calculado em função do SCR pela equação (26).

$$P_{lt} = \frac{8}{SCR} \cdot k_f(\psi_k) \cdot N^{1/3,2} \cdot \sqrt[3,2]{k} \quad (26)$$

Onde:

$k \rightarrow$  número total de turbinas eólicas conectadas no PCC;

O efeito *flicker* de curta duração (*short-term*), dado por  $P_{st}$ , pode ser calculado para uma turbina eólica pela equação (27), conforme (ACKERMANN, 2005).

$$P_{st} = C(\psi_k, V_a) \cdot \frac{S_n}{SCR} \quad (27)$$

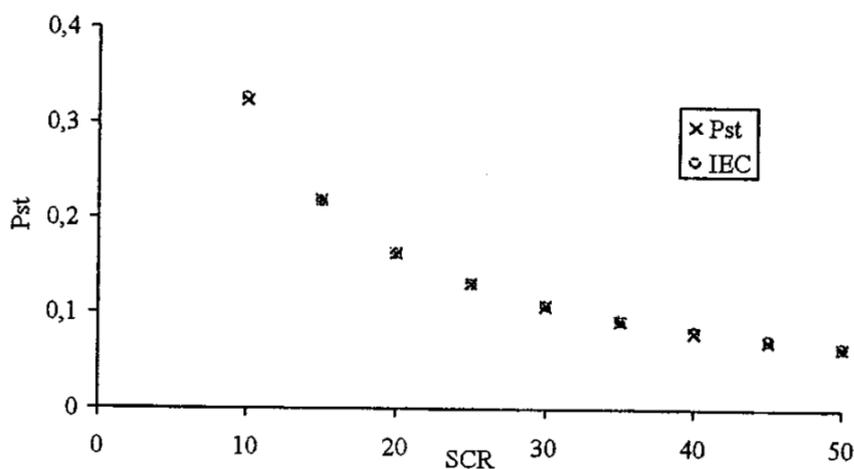
Onde:

$C(\psi_k, V_a) \rightarrow$  coeficiente *flicker* durante operação contínua, em função do ângulo de impedância da rede,  $\psi_k$ , e da média anual da velocidade do vento,  $V_a$ ;

O coeficiente  $C(\psi_k, V_a)$  é uma medida normalizada da emissão do efeito flicker máxima (percentil 99) de uma turbina eólica durante a operação contínua, e deve especificar valores do ângulo de fase da impedância da rede (30°, 50°, 70° e 85°) e a velocidade média anual do vento (ACKERMANN, 2005).

A Figura 19 mostra o efeito *flicker* de uma turbina eólica para valores diferentes de SCR, onde percebe-se que o efeito *flicker* diminui com o aumento do SCR. As marcações com ponto e identificadas como IEC, estão de acordo com a norma IEC 61400-21, e as marcações com x identificadas como  $P_{st}$  foram calculados com medições em uma rede de referência. Na Figura 19, as marcações  $P_{st}$  e IEC estão sobrepostas, mostrando coerência das medições com a norma. A escala  $P_{st}$  no eixo das ordenadas se refere à emissão do efeito *flicker* para turbinas eólicas conectadas no PCC.

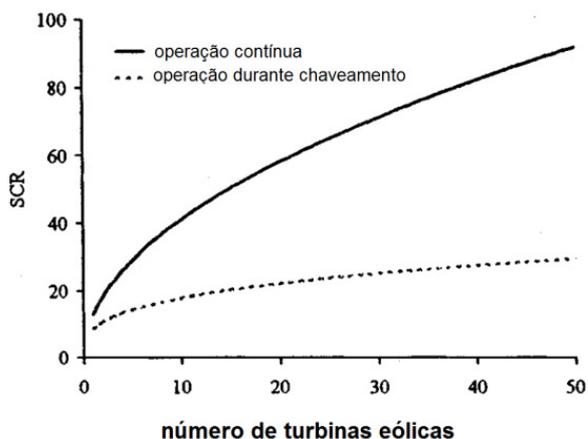
Figura 19 – Efeito *flicker* de uma turbina eólica em operação contínua em função do SCR



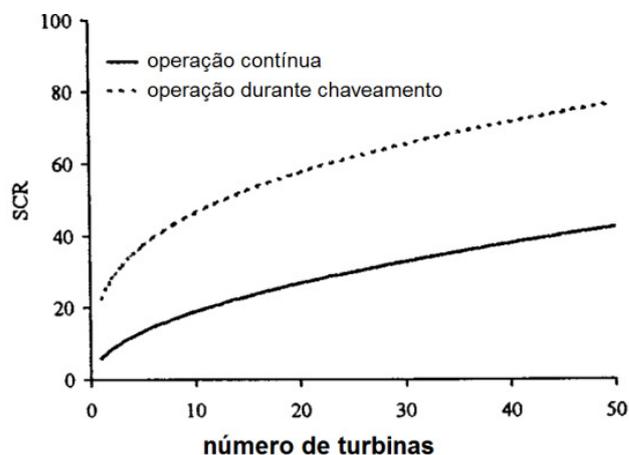
Fonte: (LARSSON, 2002b)

A Figura 20 e a Figura 21 mostram o SCR necessário para obter  $P_t = 1$  no PCC, em função do número de turbinas eólicas. Para o controle do tipo *pitch* da turbina eólica, conforme Figura 20, o SCR necessário para obter um efeito *flicker* aceitável, em operação contínua, é maior do que para condições de chaveamento. Já para o controle tipo *stall* da turbina eólica, conforme Figura 21, a condição que exige um SCR maior é a operação durante o chaveamento. Este efeito contrário se deve ao fato de que normalmente as turbinas eólicas de velocidade fixa e variável possuem parâmetros opostos (LARSSON, 2002a), conforme mostra a Figura 22.

**Figura 20 – Flicker para controle *pitch***



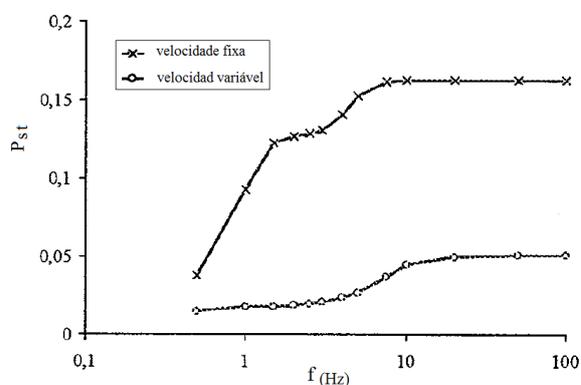
**Figura 21 – Efeito flicker para controle *stall***



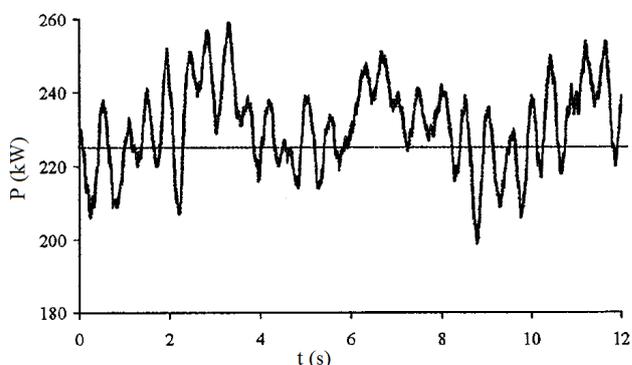
Fonte: (LARSSON, 2002a)

O efeito *flicker* de curta duração ( $P_{st}$ ) para turbinas de velocidade fixa e para turbinas de velocidade variável pode ser visto na Figura 22, onde o eixo das frequências está em escala logarítmica. A análise da Figura 22 deixa claro que o  $P_{st}$  das turbinas de velocidade fixa é consideravelmente mais elevado do que as de velocidade variável. A Figura 23 mostra a potência ativa medida (linha contínua) de uma turbina eólica de 225kW, de velocidade fixa, durante um período de 12 s em condições de alta velocidade do vento, com a velocidade média representada pela linha reta tracejada.

**Figura 22 – Efeito flicker de curta duração para diferentes frequências de corte**



**Figura 23 – Potência medida de uma turbina de velocidade fixa durante um período**



Fonte: (LARSSON, 2002b)

## APÊNDICE D: INFLUÊNCIA DA SCR EM HVDC

Parques eólicos, em especial *off-shore*, utilizam conversores HVDC para se conectarem à rede (KIRBY *et al.*, 2002). Em (MORTON *et al.*, 2006) é indicado que para parques eólicos *off-shore* cuja interconexão seja em até 132 kV, são economicamente mais viáveis utilizando conversores HVDC. Com o desenvolvimento tecnológico dos conversores HVDC, surgiu o *VSC-HVDC*, contribuindo para que grandes parques eólicos utilizem esta tecnologia para sua conexão à rede (ASPLUND, 2002).

Em sistemas conectados com HVDC, considerar os efeitos dos equipamentos do lado AC como os filtros, compensadores síncronos e capacitores shunt é denominado na literatura como a efetiva SCR, ou conforme (KUNDUR, 1994), denominada *ESCR*. Em (RAMOS; TYLL, 1989), foi analisado o impacto dinâmico do SVC instalado em redes elétricas com baixo *ESCR*, concluindo que em redes fracas, o estudo da estabilidade dinâmica deve levar em consideração a dinâmica da rede, para evitar analisar falsos resultados. A *ESCR* pode ser calculada através da equação (28) (NAYAK *et al.*, 1994):

$$ESCR = \left( \frac{1}{Z_S} + \frac{1}{Z_l} + \frac{1}{Z_f} + \frac{1}{Z_C} \right) \cdot Z_{base} \quad (28)$$

Onde:

$Z_{base}$  → impedância base do sistema;

$Z_S$  → impedância equivalente do sistema

$Z_l$  → impedância da carga local;

$Z_f$  → impedância dos filtros;

$Z_C$  → impedância dos compensadores.

A Tabela 20 mostra uma classificação da força da rede conforme a *ESCR*.

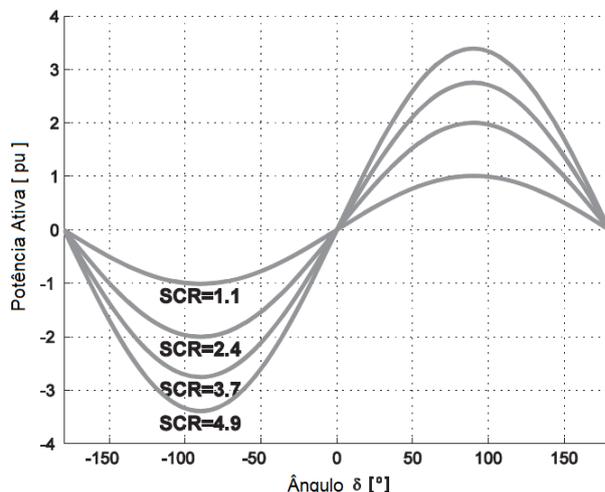
**Tabela 20 – Avaliação da *ESCR***

<b>Força da rede</b>	<b>ESCR</b>
Alta	$> 5$
Média	$3 < \text{ESCR} < 5$
Fraca	$< 3$

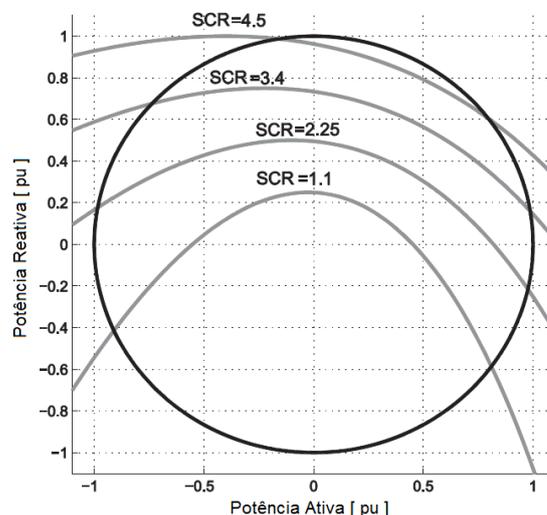
*Fonte: (KUNDUR, 1994)*

Para um conversor HVDC conectado a uma rede eletricamente fraca, a operação no modo retificador pode não alcançar a faixa de potência que o modo inversor alcança (EGEA-ALVAREZ *et al.*, 2015). A Figura 24 mostra que a potência ativa de um conversor HVDC dependendo do ângulo  $\delta$  que varia para diferentes valores de SCR, considerando  $X_C$ ,  $R_C$  (reatância e resistência da conexão série do HVDC) e  $R_G$  (resistência equivalente da rede) mantidos constantes. Assim, a quantidade de potência ativa que pode ser retificada por um HVDC depende da impedância equivalente da rede (EGEA-ALVAREZ *et al.*, 2015).

**Figura 24 – Potência ativa dependendo do ângulo  $\delta$  para diferentes SCR**



**Figura 25 – Limite de estabilidade de tensão dependendo de P e Q para diferentes SCR**



Fonte: (EGEA-ALVAREZ et al., 2015)

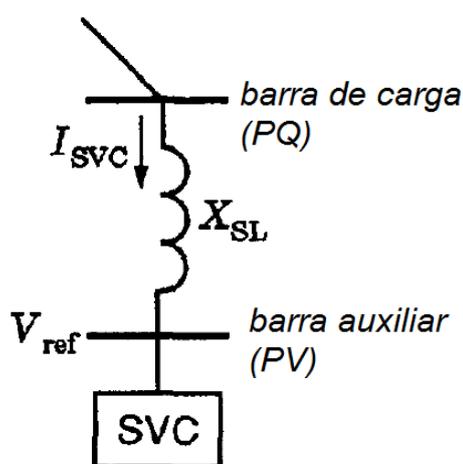
NA Figura 25, podemos observar que para um sistema operar dentro do limite de estabilidade de tensão, quanto mais baixo o SCR, maior a necessidade de suporte de potência reativa para um HVDC converter potência ativa (EGEA-ALVAREZ *et al.*, 2015). Mesmo com um SCR alto (conforme critérios da Tabela 1), próximo a 5, a Figura 24 mostra que um conversor HVDC pode necessitar de suporte de potência reativa para converter o máximo de potência ativa.

Uma falta na rede próxima do terminal retificador do HVDC, pode causar um bloqueio do conversor HVDC. Depois que a falta é eliminada e a tensão se recupera, ocorre o desbloqueio do HVDC, e os parques eólicos voltam a fornecer potência ativa para a rede. Se o parque eólico voltar ao funcionamento normal mais rapidamente do que o desbloqueio do HVDC, a recuperação de tensão transitória será lenta, podendo ocorrer colapso de tensão. Para mitigar isto, devem ser planejados recursos reativos dinâmicos suficientes e os controles do parque eólico e do sistema HVDC devem ser bem coordenados (ZHU; BROWN, 2015).

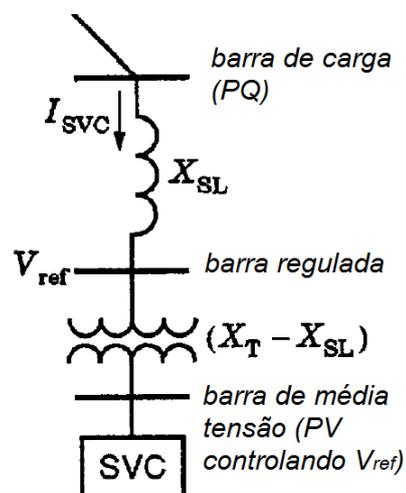
## APÊNDICE E: MODELAGEM DE COMPENSADORES ESTÁTICOS PARA O FLUXO DE POTÊNCIA

Para programas convencionais de fluxo de potência, um SVC com regulação da susceptância pode ser representado por uma barra PQ de carga com restrição de tensão, e a inclinação é representada pela conexão a um barra auxiliar PV (IEEE SPECIAL STABILITY CONTROLS WORKING GROUP, 1994). A Figura 26 mostra o modelo do SVC utilizando um barra auxiliar PV, e a Figura 27 mostra a inclusão da representação do transformador do SVC em relação à Figura 26.

**Figura 26 – Modelo do SVC para o fluxo de potência**



**Figura 27 – Modelo do SVC para o fluxo de potência, incluindo o transformador do SVC**

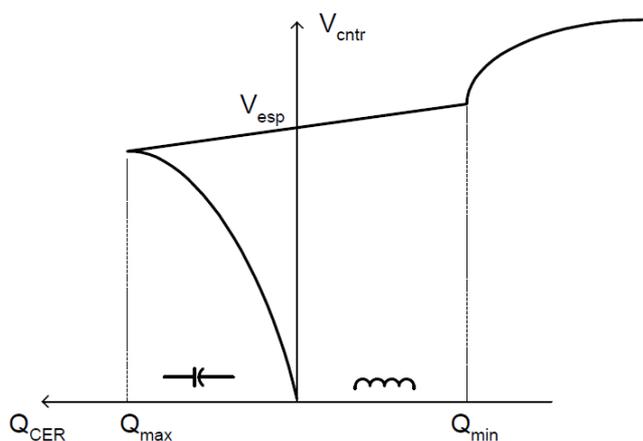


Fonte: (IEEE SPECIAL STABILITY CONTROLS WORKING GROUP, 1994)

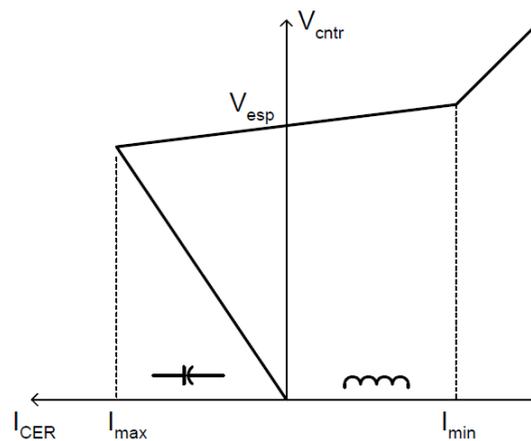
No programa *Anarede*, utilizado para simulações de fluxo de potência para o sistema elétrico brasileiro, a compensação estática de potência reativa shunt é conhecida por CER. O *Anarede* possibilita o controle por potência reativa gerada ou por corrente injetada, e a Figura 28 mostra a curva de potência gerada. Comparando a região de operação do compensador estático de reativos da Figura 28 com a da Figura 29, percebemos que elas são similares,

indicando que na região de operação, as duas formas de controle se comportam de forma equivalente.

**Figura 28 – Curva de reativos pela tensão da barra controlada para compensador estático controlado por potência reativa gerada**



**Figura 29 – Curva de reativos pela tensão da barra controlada para compensador estático modelado por corrente injetada**



Fonte: (MANUAL DO ANAREDE, ELETROBRÁS CEPEL, 2011)

A geração de potência reativa fornecida pelo compensador estático de reativos no Anarede para compensação linear com  $Q$  é dada pela equação (29):

$$V_{cntr} = V_{esp} - Q_{CER} \cdot r \quad (29)$$

Onde:

$Q_{CER}$  → geração de potência reativa do compensador estático, em Mvar

$r$  → inclinação da reta, em %

$V_{cntr}$  → tensão da barra controlada, em pu

$V_{esp}$  → tensão de controle especificada, em pu

A geração de potência reativa fornecida pelo compensador estático de reativos no Anarede para compensação com controle por corrente injetada é dada pela equação (30):

$$V_{cntr} = V_{esp} - \frac{Q_{CER} \cdot r}{V_t} \quad (30)$$

Onde:

$V_t$  → tensão terminal da barra do compensador estático de reativos, em pu

## APÊNDICE F: SCR DOS SISTEMAS TESTADOS

Na Tabela 21, é mostrada a SCR do sistema IEEE 14 barras. Para calcular cada um dos valores, foi considerada na respectiva barra a adição de uma potência fictícia de 100 MW, conectada através de conversores de frequência. Os cálculos utilizaram a equação (18), descrita no algoritmo detalhado na seção 5.4 desta dissertação. A coluna com os dados para o sistema original foi baseada no cenário descrito na literatura (UNIVERSITY OF WASHINGTON, 2015), e a coluna com toda a compensação de potência reativa desligada foi calculada pelo algoritmo proposto neste trabalho, e sem considerar a alocação de potência reativa proposta, e tampouco considerando inserção de potência ativa.

**Tabela 21 – SCR do sistema IEEE 14 barras, para uma potência fictícia de 100 MW em cada barra**

Nº da barra	SCR do sistema original *	SCR do sistema modificado **	Nº da barra	SCR do sistema original *	SCR do sistema modificado **
1	16,722	5,003	8	14,139	1,879
2	21,556	4,246	9	7,173	2,127
3	15,315	2,793	10	5,541	1,928
4	14,597	3,250	11	5,241	1,787
5	14,184	3,367	12	4,290	1,567
6	15,257	2,303	13	6,181	1,779
7	8,881	2,191	14	3,770	1,630

\* SCR para o sistema original do IEEE, sem realizar nenhuma modificação, e a barra Slack em 1,06 pu

\*\* SCR com a compensação reativa dos geradores e compensadores da Tabela 19 desligada, e barra Slack em 1,0 pu

Na Tabela 22, é mostrada a SCR do sistema IEEE 30 barras original, considerando uma potência fictícia de 100 MW, conectada através de conversores de frequência. A coluna do SCR para o sistema modificado considera a barra Slack em 1,04 pu e barras 11 e 13 para 1,04 pu, e não considerar a alocação de potência reativa proposta nos estudos de caso.

**Tabela 22 – SCR do sistema IEEE 30 barras, para uma potência fictícia de 100 MW em cada barra**

<b>Nº da barra</b>	<b>SCR do sistema original *</b>	<b>SCR do sistema modificado **</b>	<b>Nº da barra</b>	<b>SCR do sistema original *</b>	<b>SCR do sistema modificado **</b>
1	17,793	17,128	16	4,766	4,766
2	23,260	23,260	17	5,633	5,633
3	12,090	12,090	18	3,665	3,665
4	18,498	18,498	19	3,624	3,624
5	16,036	16,036	20	3,873	3,873
6	20,282	20,282	21	6,166	6,165
7	11,490	11,490	22	4,380	4,380
8	18,243	18,243	23	5,998	5,998
9	9,259	9,259	24	4,072	4,072
10	8,020	8,020	25	2,734	2,734
11	13,846	12,791	26	1,227	1,227
12	9,091	9,090	27	2,933	2,933
13	13,891	13,098	28	11,082	11,082
14	3,979	3,979	29	1,493	1,492
15	6,310	6,310	30	1,361	1,361

\* SCR do sistema do IEEE, com todos dispositivos da Tabela 19 ligados, e a barra Slack em 1,06 pu

\*\* SCR com a barra Slack em 1,04 pu e barras 11 e 13 para 1,04 pu

## **APÊNDICE G: TABELAS E FIGURAS AUXILIARES DO ESTUDO DE CASO**

Neste Apêndice, serão incluídas tabelas auxiliares e figuras que com a quantidade de dados disponíveis, fornecem uma visão mais ampla sobre os casos estudados.

Para o caso 14.1 da seção 6.1, os resultados do algoritmo classificados da posição 21 a 47 são mostrados na Tabela 23. As potências necessárias para as soluções da Tabela 6, classificadas das posições 11 a 20, e das classificadas de 21 a 30 da Tabela 23, estão na Tabela 24.

Tabela 23 – Resultados para o IEEE 14 barras adicionado 129,5MW na barra 14

Classificação	Função Objetivo	$Q_G$	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
21	-0,2001	135,0	3,399	-3,656	10	75,0	3	60,0
22	-0,1738	115,0	2,950	-3,111	11	75,0	3	40,0
23	-0,1596	115,0	2,986	-3,046	3	75,0	11	40,0
24	-0,1343	120,0	2,978	-3,095	11	60,0	3	60,0
25	-0,1343	120,0	2,978	-3,095	3	60,0	11	60,0
26	-0,1313	120,0	3,278	-2,998	6	60,0	3	60,0
27	-0,1313	120,0	3,278	-2,998	3	60,0	6	60,0
28	-0,1096	125,0	2,968	-3,147	11	75,0	3	50,0
29	-0,0849	125,0	2,990	-3,046	3	75,0	11	50,0
30	-0,0843	125,0	2,983	-3,046	3	100,0	11	25,0
31	-0,0220	135,0	2,981	-3,095	11	75,0	3	60,0
32	-0,0192	135,0	3,284	-2,998	6	75,0	3	60,0
33	-0,0113	160,0	3,381	-3,656	10	75,0	3	60,0
34	-0,0095	135,0	2,985	-3,046	3	75,0	11	60,0
35	0,0145	140,0	2,940	-3,111	11	100,0	3	40,0
36	0,0282	140,0	2,982	-3,046	3	100,0	11	40,0
37	0,0787	150,0	2,958	-3,147	11	100,0	3	50,0
38	0,1027	150,0	2,988	-3,046	11	75,0	3	75,0
39	0,1027	150,0	2,988	-3,046	3	75,0	11	75,0
40	0,1030	150,0	2,985	-3,046	3	100,0	11	50,0
41	0,1663	160,0	2,971	-3,095	11	100,0	3	60,0
42	0,1697	160,0	3,265	-2,998	6	100,0	3	60,0
43	0,1783	160,0	2,981	-3,046	3	100,0	11	60,0
44	0,2906	175,0	2,984	-3,046	3	75,0	11	100,0
45	0,2910	175,0	2,978	-3,046	11	75,0	3	100,0
46	0,4789	200,0	2,973	-3,046	11	100,0	3	100,0
47	0,4789	200,0	2,973	-3,046	3	100,0	11	100,0

**Tabela 24 – Potência Reativa necessária para o caso 14.1, das classificações 21 a 47**

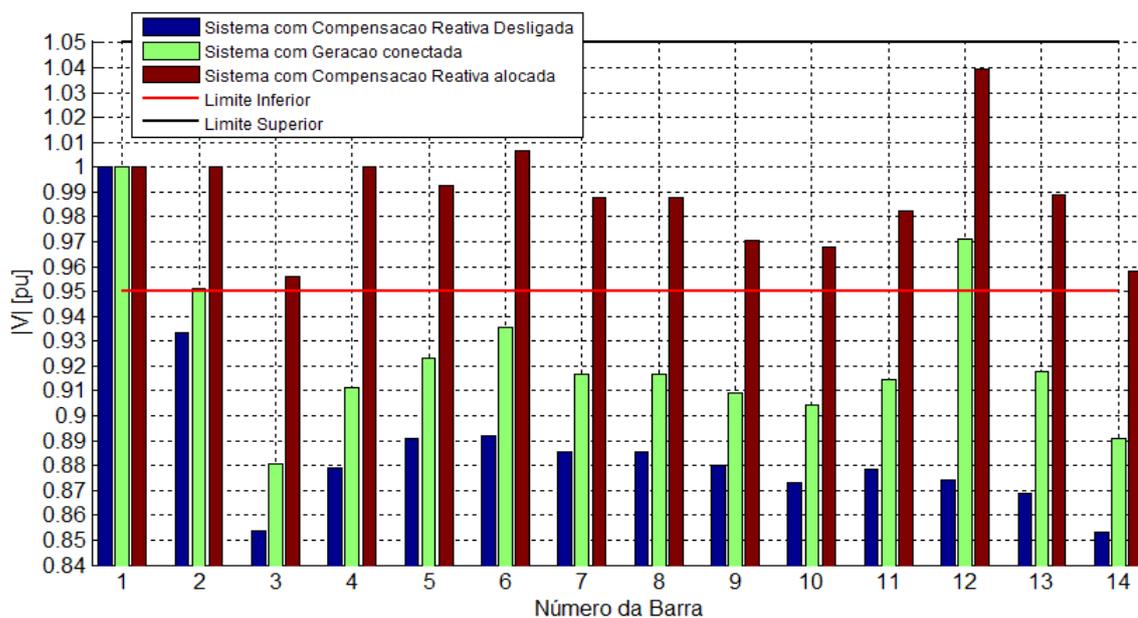
Classificação	Função Objetivo	Barra do Compensador 1				Barra do Compensador 2			
		Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *	Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
21	-0,2001	10	75,0	29,47	0	3	60,0	60,0	2
22	-0,1738	11	75,0	29,06	0	3	40,0	40,0	2
23	-0,1596	3	75,0	64,09	0	11	40,0	23,73	0
24	-0,1343	11	60,0	24,55	0	3	60,0	60,0	2
25	-0,1343	3	60,0	60,0	2	11	60,0	24,55	0
26	-0,1313	6	60,0	23,95	0	3	60,0	60,0	2
27	-0,1313	3	60,0	60,0	2	6	60,0	23,95	0
28	-0,1096	11	75,0	26,77	0	3	50,0	50,0	2
29	-0,0849	3	75,0	64,09	0	11	50,0	23,73	0
30	-0,0843	3	100,0	64,09	0	11	25,0	23,73	0
31	-0,0220	11	75,0	24,55	0	3	60,0	60,0	2
32	-0,0192	6	75,0	23,95	0	3	60,0	60,0	2
33	-0,0113	10	75,0	29,47	0	3	60,0	60,0	2
34	-0,0095	3	75,0	64,09	0	11	60,0	23,73	0
35	0,0145	11	100,0	29,06	0	3	40,0	40,0	2
36	0,0282	3	100,0	64,09	0	11	40,0	23,73	0
37	0,0787	11	100,0	26,77	0	3	50,0	50,0	2
38	0,1027	11	75,0	23,73	0	3	75,0	64,09	0
39	0,1027	3	75,0	64,09	0	11	75,0	23,73	0
40	0,1030	3	100,0	64,09	0	11	50,0	23,73	0
41	0,1663	11	100,0	24,55	0	3	60,0	60,0	2
42	0,1697	6	100,0	23,95	0	3	60,0	60,0	2
43	0,1783	3	100,0	64,09	0	11	60,0	23,73	0
44	0,2906	3	75,0	64,09	0	11	100,0	23,73	0
45	0,2910	11	75,0	23,73	0	3	100,0	64,09	0
46	0,4789	11	100,0	23,73	0	3	100,0	64,09	0
47	0,4789	3	100,0	64,09	0	11	100,0	23,73	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo

Para o caso 14.2 da seção 6.2, os módulos das tensões nas barras da melhor solução da Tabela 9 podem ser vistos na Figura 30. A Tabela 25 mostra um comparativo do ranking para o caso 14.2 da seção 6.2.

**Figura 30 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 9**



**Tabela 25 – Ranking de vezes em que cada barra é citada como solução ótima para alocar 2 dispositivos, no caso 14.2**

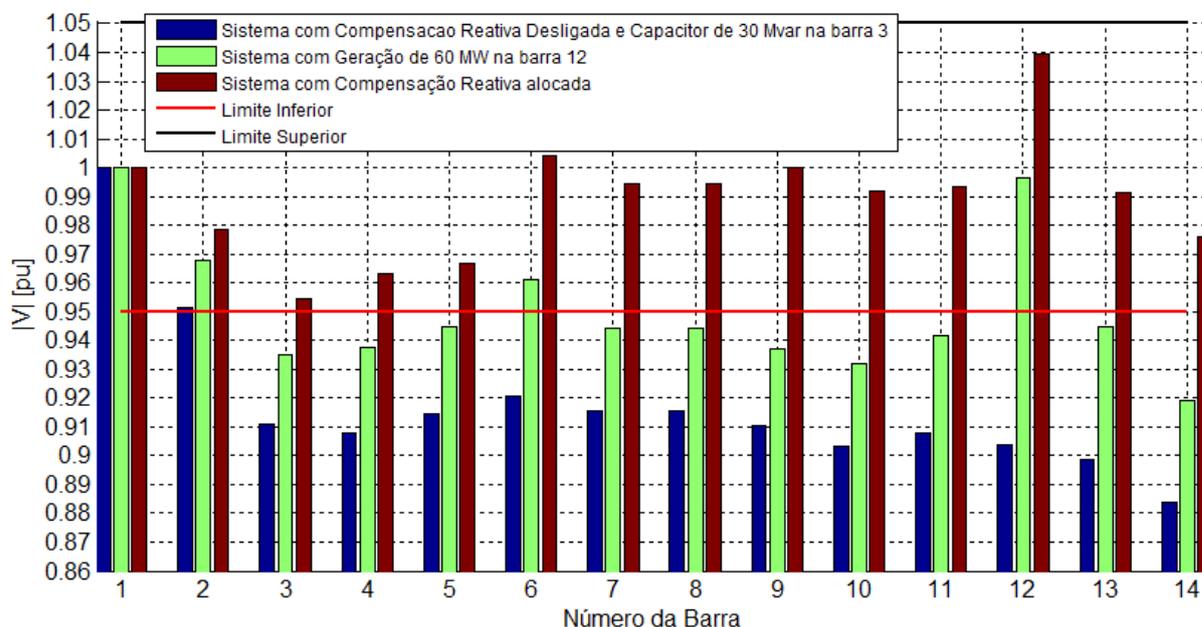
Barra	Sem capacitor		Com um capacitor de 30 Mvar ligado na barra 3	
	Citações	% citações nas soluções ótimas	Citações	% citações nas soluções ótimas
3	28	100,0	96	62,7
11	14	50,0	43	28,1
10	12	42,9	50	32,7
4	0	0	56	36,6
7	0	0	23	15,0
6	0	0	16	10,5
9	1	3,6	11	7,2
14	1	3,6	9	5,9
5	0	0	1	0,7
13	0	0	1	0,7

Os dez primeiros resultados para alocar dois compensadores com geração de 60 MW na barra 12 e um capacitor de 30 Mvar na barra 3, estão dispostos na Tabela 26. A coluna de potência total nominal de compensação não considera o capacitor, e sim apenas os dois dispositivos que o método aloca. Os módulos das tensões da melhor solução da Tabela 26 podem ser vistos na Figura 31.

**Tabela 26 – Resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando geração de 60 MW na barra 12 com um capacitor de 30 Mvar na barra 3**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{12}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
1	-0,5836	50,0	5,913	-4,083	4	25,0	9	25,0
2	-0,5836	50,0	5,913	-4,083	9	25,0	4	25,0
3	-0,5733	50,0	6,042	-4,040	4	25,0	10	25,0
4	-0,5733	50,0	6,042	-4,040	10	25,0	4	25,0
5	-0,5413	48,0	5,653	-3,839	10	40,0	3	8,0
6	-0,5161	58,0	6,310	-4,051	4	50,0	14	8,0
7	-0,5040	50,0	5,558	-3,744	3	25,0	9	25,0
8	-0,5040	50,0	5,558	-3,744	9	25,0	3	25,0
9	-0,4923	50,0	5,577	-3,694	3	25,0	10	25,0
10	-0,4923	50,0	5,577	-3,694	10	25,0	3	25,0

Figura 31 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 26



Para o caso 30.1 da seção 6.3, a Tabela 27 mostra os dez primeiros resultados Para alocação simultânea de dois dispositivos de compensação para o sistema IEEE modificado. Com 50 MW de geração conectada na barra 18, os dez primeiros para alocação de um compensador estão na Tabela 28, e a Tabela 29 mostra os doze primeiros resultados para alocação de dois dispositivos de compensação.

**Tabela 27 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de dois compensadores**

Classificação	Função Objetivo	Potência nominal [Mvar]	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
				Num.	Mvar	Num.	Mvar
1	0,2746	16,0	+0,339	25	8,0	21	8,0
2	0,2746	16,0	+0,339	21	8,0	25	8,0
3	0,2769	16,0	+0,344	25	8,0	23	8,0
4	0,2769	16,0	+0,344	23	8,0	25	8,0
5	0,2915	16,0	+0,376	25	8,0	19	8,0
6	0,2915	16,0	+0,376	19	8,0	25	8,0
7	0,2944	16,0	+0,383	25	8,0	20	8,0
8	0,2944	16,0	+0,383	20	8,0	25	8,0
9	0,2946	16,0	+0,383	21	8,0	27	8,0
10	0,2946	16,0	+0,383	27	8,0	21	8,0

**Tabela 28 – Dez primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de um compensador com geração de 50 MW na barra 18**

Classificação	Função Objetivo	Potência nominal [Mvar]	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1			
				Num.	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
1	-0,854	8,0	-4,336	26	8,0	4,62	0
2	-0,854	8,0	-4,334	25	8,0	4,55	0
3	-0,847	8,0	-4,305	30	8,0	5,14	0
4	-0,846	8,0	-4,301	29	8,0	3,75	0
5	-0,840	8,0	-4,273	27	8,0	0,92	0
6	-0,599	25,0	-4,336	26	25,0	4,62	0
7	-0,599	25,0	-4,334	25	25,0	4,55	0
8	-0,592	25,0	-4,305	30	25,0	5,14	0
9	-0,591	25,0	-4,301	29	25,0	3,75	0
10	-0,585	25,0	-4,273	27	25,0	0,92	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo

**Tabela 29 – Doze primeiros resultados do algoritmo para o IEEE 30 barras modificado, para a alocação de dois compensadores com geração de 50 MW na barra 18**

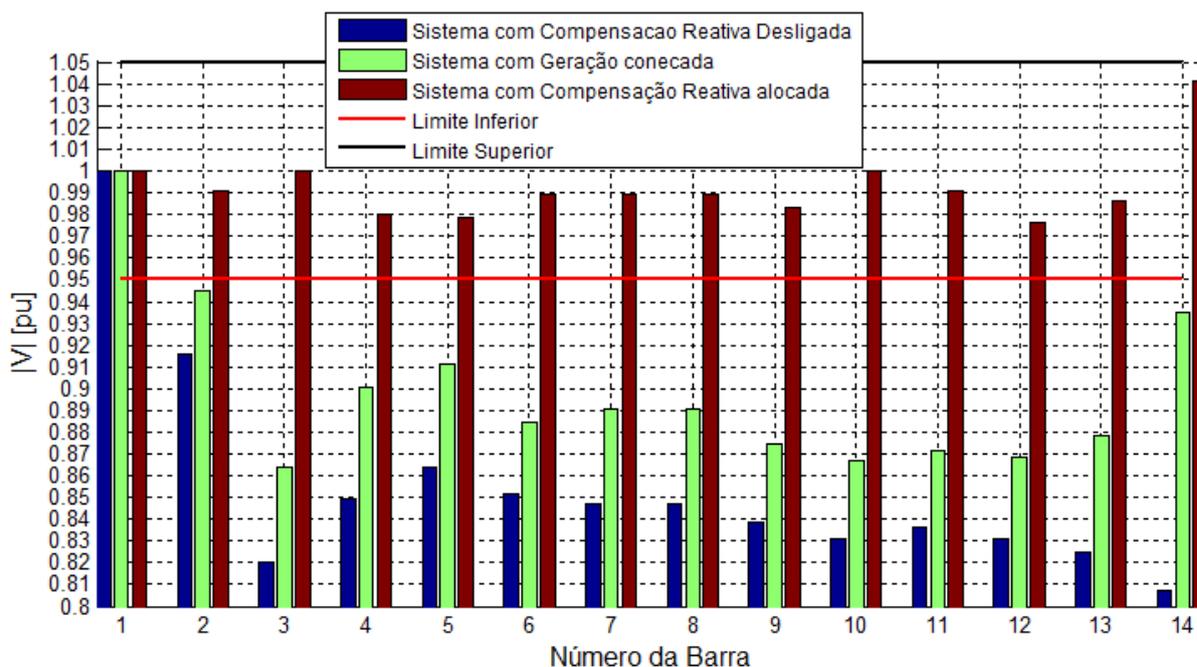
Classificação	Função Objetivo	Potência nominal [Mvar]	$SCR_{18}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num.	Mvar	Num.	Mvar
1	-0,9515	16,0	1878,221	-4,427	18	8,0	25	8,0
2	-0,9515	16,0	1878,221	-4,427	25	8,0	18	8,0
3	-0,9437	16,0	1878,348	-4,390	18	8,0	27	8,0
4	-0,9437	16,0	1878,348	-4,390	27	8,0	18	8,0
5	-0,9359	16,0	1876,088	-4,354	18	8,0	26	8,0
6	-0,9359	16,0	1876,088	-4,354	26	8,0	18	8,0
7	-0,9352	16,0	1876,342	-4,350	18	8,0	30	8,0
8	-0,9352	16,0	1876,342	-4,350	30	8,0	18	8,0
9	-0,9344	16,0	1876,542	-4,347	18	8,0	29	8,0
10	-0,9344	16,0	1876,542	-4,347	29	8,0	18	8,0
11	-0,8317	16,0	9,065	-4,509	21	8,0	25	8,0
12	-0,8308	16,0	9,053	-4,505	25	8,0	23	8,0

Para a seção 6.4.2, os dez primeiros resultados com a carga aumentada em 10% podem ser vistos na Tabela 30, com o melhor resultado da Tabela 30 representado na Figura 32 pelas colunas hachuradas em marrom. A potência reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 30, é mostrada na Tabela 31.

**Tabela 30 – Dez primeiros resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga aumentada em 10%**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
1	-0,4058	90,0	2,915	-7,519	3	50,0	11	40,0
2	-0,3336	100,0	2,928	-7,534	3	60,0	11	40,0
3	-0,3311	100,0	2,918	-7,519	11	50,0	3	50,0
4	-0,3311	100,0	2,918	-7,519	3	50,0	11	50,0
5	-0,3071	100,0	2,920	-7,309	3	75,0	11	25,0
6	-0,2589	110,0	2,932	-7,534	3	60,0	11	50,0
7	-0,2557	110,0	2,914	-7,519	11	60,0	3	50,0
8	-0,2069	115,0	2,949	-7,397	3	75,0	11	40,0
9	-0,1835	120,0	2,928	-7,534	11	60,0	3	60,0
10	-0,1835	120,0	2,928	-7,534	3	60,0	11	60,0

**Figura 32 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 30, com a carga 10% maior**



**Tabela 31 – Potência Reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 30**

Classificação	Função Objetivo	Barra do Compensador 1				Barra do Compensador 2			
		Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *	Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
1	-0,4058	3	50,0	50,0	2	11	40,0	33,01	0
2	-0,3336	3	60,0	60,0	2	11	40,0	30,72	0
3	-0,3311	11	50,0	33,01	0	3	50,0	50,0	2
4	-0,3311	3	50,0	50,0	2	11	50,0	33,01	0
5	-0,3071	3	75,0	75,0	2	11	25,0	25,0	2
6	-0,2589	3	60,0	60,0	2	11	50,0	30,72	0
7	-0,2557	11	60,0	33,01	0	3	50,0	50,0	2
8	-0,2069	3	75,0	73,87	0	11	40,0	27,90	0
9	-0,1835	11	60,0	30,72	0	3	60,0	60,0	2
10	-0,1835	3	60,0	60,0	2	11	60,0	30,72	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo

Com a carga reduzida em 50%, os resultados para a alocação de apenas um compensador estão na Tabela 32, com as tensões da melhor solução na Figura 33. A Figura 34 mostra os módulos das tensões caso o dispositivo da melhor solução da Tabela 32 fosse alocado na barra 14, considerada por isso a pior opção de barra para alocação de compensação. Alocando dois compensadores, os dez primeiros resultados com podem ser vistos na Tabela 33, com os módulos das tensões para o melhor resultado na Figura 35. A potência reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 33, é mostrada na Tabela 34.

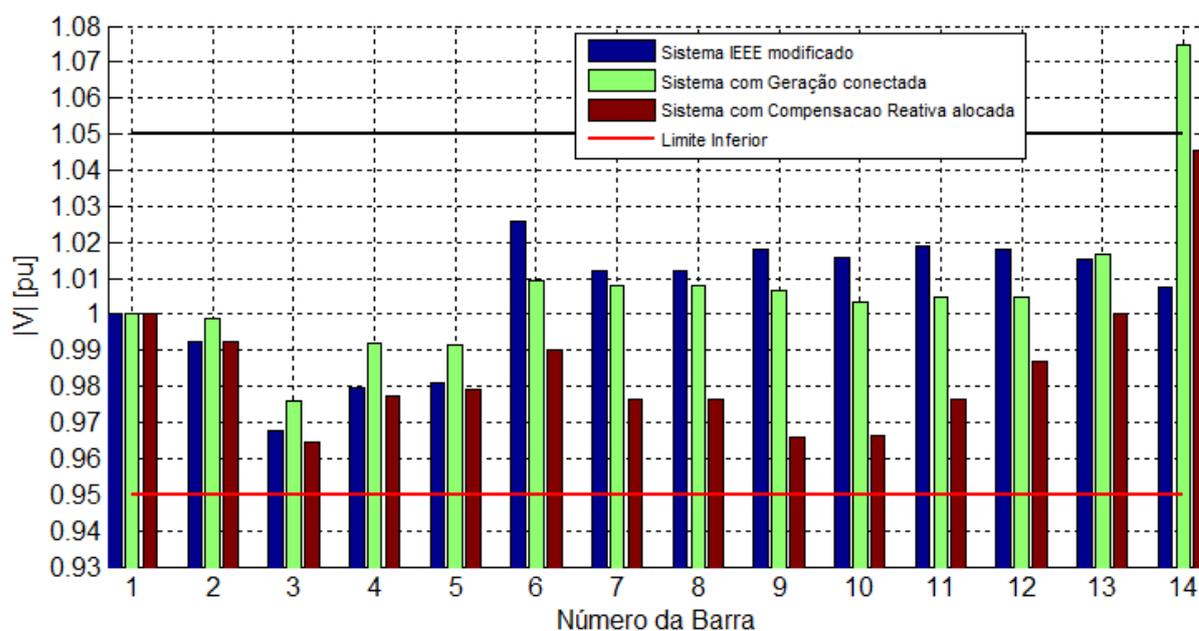
**Tabela 32 – Resultados para alocação de um compensador no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga reduzida para 50%**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador			
					Num	Mvar	Mvar injetado	Controle *
1	0,835	8,0	3,172	+9,157	6	8,0	8,0	2
2	0,876	8,0	2,560	+9,094	11	8,0	8,0	2
3	1,078	25,0	3,190	+9,049	6	25,0	9,79	0
4	1,303	40,0	3,187	+9,049	6	40,0	9,79	0
5	1,452	50,0	3,199	+9,049	6	50,0	9,79	0
6	1,603	60,0	3,185	+9,049	6	60,0	9,79	0
7	1,827	75,0	3,194	+9,049	6	75,0	9,79	0
8	2,205	100,0	3,162	+9,049	6	100,0	9,79	0

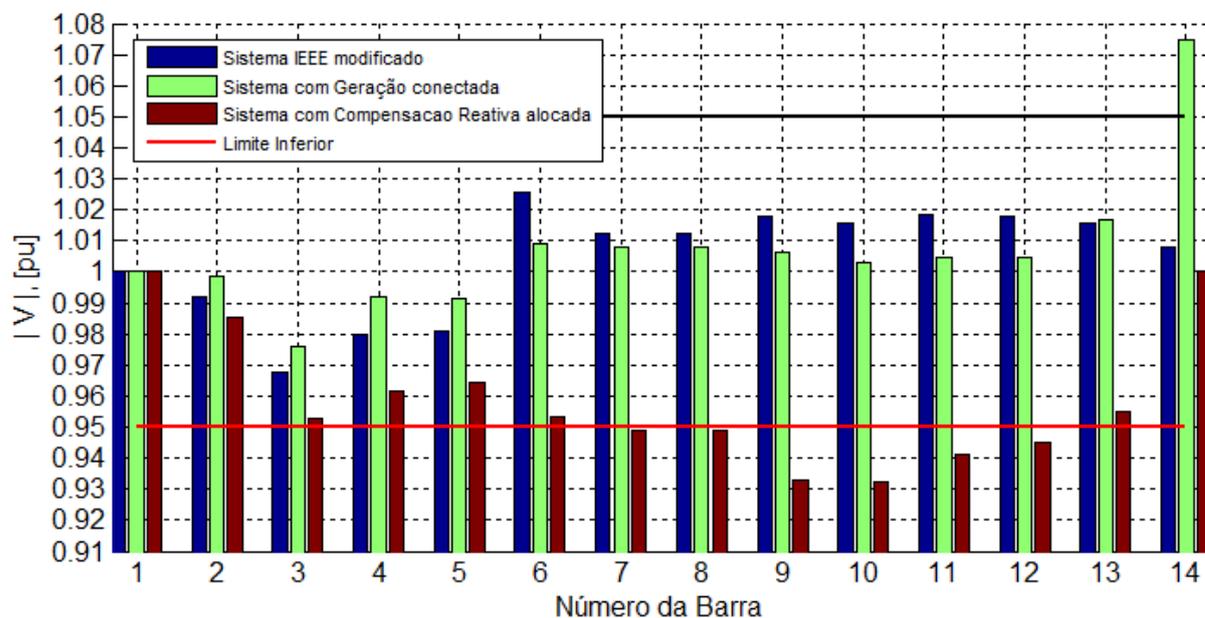
\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo

**Figura 33 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 32, com a carga 50% menor, alocando um compensador**



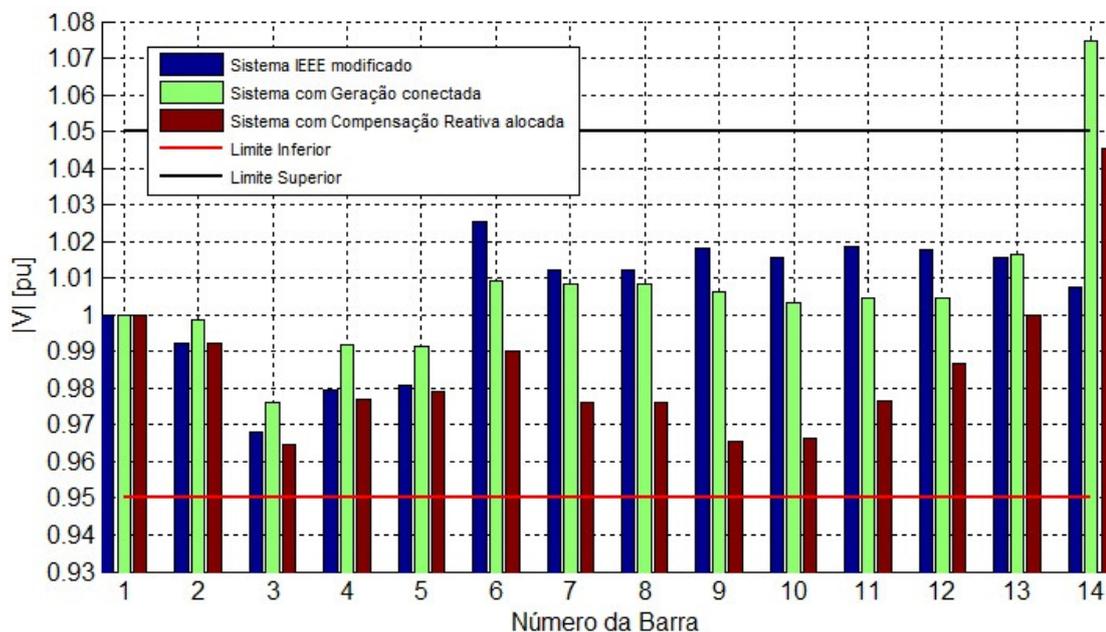
**Figura 34 – Módulos das tensões alocando um compensador na mesma barra onde é inserida geração, com a carga 50% menor**



**Tabela 33 – Dez primeiros resultados para alocação de dois compensadores no IEEE 14 barras, adicionando 129,5 MW na barra 14 com carga reduzida para 50%**

Classificação	Função Objetivo	Potência total nominal [Mvar]	$SCR_{14}$	$\Delta Perdas$ [MW]	Barra do Compensador 1		Barra do Compensador 2	
					Num	Mvar	Num	Mvar
1	0,7869	33,0	739,255	9,255	6	25,0	14	8,0
2	0,8584	33,0	705,941	9,894	12	25,0	14	8,0
3	0,8881	48,0	733,237	9,104	10	40,0	14	8,0
4	0,9311	16,0	3,196	8,958	2	8,0	11	8,0
5	0,9311	16,0	3,196	8,958	11	8,0	2	8,0
6	0,9367	16,0	3,466	9,020	2	8,0	6	8,0
7	0,9367	16,0	3,466	9,020	6	8,0	2	8,0
8	0,9371	16,0	3,103	9,024	12	8,0	2	8,0
9	0,9371	16,0	3,103	9,024	2	8,0	12	8,0
10	0,9394	16,0	3,205	9,049	6	8,0	6	8,0

**Figura 35 – Módulos das tensões da melhor solução da Tabela 33, com a carga 50% menor, alocando dois compensadores**



**Tabela 34 – Potência Reativa necessária para as dez primeiras classificações da Tabela 33**

Classificação	Função Objetivo	Barra do Compensador 1				Barra do Compensador 2			
		Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *	Num	Mvar alocado	Mvar injetado	Controle *
1	0,7869	6	25,0	25,0	2	14	8,0	-8,0	1
2	0,8584	12	25,0	13,81	0	14	8,0	-8,0	1
3	0,8881	10	40,0	21,40	0	14	8,0	-8,0	1
4	0,9311	2	8,0	8,0	2	11	8,0	8,0	2
5	0,9311	11	8,0	8,0	2	2	8,0	8,0	2
6	0,9367	2	8,0	8,0	2	6	8,0	8,0	2
7	0,9367	6	8,0	8,0	2	2	8,0	8,0	2
8	0,9371	12	8,0	7,30	0	2	8,0	8,0	2
9	0,9371	2	8,0	8,0	2	12	8,0	7,30	0
10	0,9394	6	8,0	4,90	0	6	8,0	4,90	0

\* Codificação para o controle aplicado na simulação:

0 – nenhum; 1 – limitada a potência reativa no valor mínimo; 2 – limitada a potência reativa no valor máximo