

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JULIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**ALÍVIO DE SOBRECARGAS EM REDES DE TRANSMISSÃO
COM O AUXÍLIO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Erick Alberto Somocurcio Holguín

Ilha Solteira – SP
Outubro - 2011



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“Alívio de Sobrecargas em Redes de Transmissão com o
Auxílio de Geradores Distribuídos”**

ERICK ALBERTO SOMOCURCIO HOLGUÍN

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Dissertação de Mestrado apresentada à
Faculdade de Engenharia - UNESP - Campus
de Ilha Solteira, como parte dos requisitos
exigidos para obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP

Outubro/2011

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

- | | |
|-------|---|
| S697a | <p>Somocurcio Holguín, Erick Alberto.</p> <p>Alívio de sobrecargas em redes de transmissão com o auxílio de geradores distribuídos / Erick Alberto Somocurcio Holguín. – Ilha Solteira : [s.n.], 2011.
103 f. : il.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2009</p> <p>Orientador: Antonio Padilha Feltrin</p> <p>1. Alívio de sobrecargas. 2. Energia elétrica – Transmissão. 3. Análise de sensibilidade. 4. Controle de fluxo reativo. 5. Geração distribuída. 6. Programação linear. 7. Teoria dos jogos.</p> |
|-------|---|



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Alívio de sobrecargas em redes de transmissão com o auxílio de geradores distribuídos

AUTOR: ERICK ALBERTO SOMOCURCIO HOLGUIN

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. DELBERIS ARAUJO LIMA
Departamento de Engenharia Elétrica / Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Data da realização: 28 de outubro de 2011.

Dedico este trabalho a Deus;
aos meus pais Hector Erick e Míriam;
as minhas irmãs Míriam e María de los Ángeles e
a minha noiva Laura.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Hector Erick e Miriam pelo amor, o qual se converteu ao longo de minha vida em valores que hoje me permitem alcançar a meta.

As minhas irmãs Miriam e Maria de los Angeles, vocês tornaram-se energia positiva em momentos de fraqueza.

Ao Professor Dr. Antonio Padilha Feltrin pela paciência, confiança e os ensinamentos transmitidos durante a pesquisa.

Ao Professor Dr. Ruben Augusto Romero Lazaro por ter me ajudado a concretizar um sonho e a sua esposa a senhora Lucila.

Ao Dr. Eduardo Shigueo Hoji pelos conhecimentos transmitidos e pela amizade verdadeira.

Ao amor da minha vida, Laura, por ter sido companheira, amiga e colaboradora direta na concretização deste projeto de vida.

A todos os colegas da Pós-graduação de Engenharia Elétrica em especial aos meus companheiros de república João e Marlon, e em geral a todos os amigos que tive a oportunidade de conhecer, em eles agradeço ao Brasil que me deu a possibilidade de crescer em conhecimento.

Aos companheiros do LAPSEE pelos bons momentos compartilhados e pela continua troca de informações, a todos os meus bons amigos da biblioteca.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) pelo apoio financeiro através da bolsa de estudos.

A todos aqueles que por descuido possa ter esquecido peço desculpas e ofereço meu sincero agradecimento, muito obrigado.

El hombre encuentra a Dios detrás de cada puerta que la ciencia logra abrir.
Albert Einstein

RESUMO

O ambiente competitivo motivado pela liberalização da indústria de fornecimento de energia elétrica muitas vezes conduz à ocorrência de sobrecargas no sistema de transmissão, afetando a segurança e a economia durante a operação dos sistemas de potência. Um novo procedimento para aliviar sobrecargas, proposto na literatura, é o redespacho de reativos. Por outro lado, a conexão de geradores distribuídos nos sistemas de transmissão, equipados com sofisticados controles para o fornecimento de potência reativa, cria a possibilidade de contar com novas fontes de potência reativa nos sistemas elétricos de potência. Neste trabalho, avaliou-se a aplicação do redespacho de reativos como procedimento para o alívio de sobrecargas, considerando a utilização da capacidade de fornecimento de suporte de reativos por parte das unidades de geração distribuída conectadas nas redes de transmissão. Para verificar o potencial que a geração distribuída teria no alívio de sobrecargas foram utilizados modelos de sensibilidade e de programação linear, um algoritmo de fluxo de potência AC convencional com controles de tensão e conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos. Simulações, desenvolvidas para estudar os aspectos técnicos e econômicos da utilização destas tecnologias na resolução de sobrecargas, foram efetuadas em cenários que consideraram a inserção de geração distribuída e ocorrências de sobrecargas no sistema teste de 118 barras do IEEE. Os resultados permitem verificar que os suportes reativos fornecidos por geradores distribuídos podem ser empregados tanto no alívio quanto na eliminação de sobrecargas, especialmente quando existe falta de equipamentos com capacidade para controlar o fornecimento de potência reativa nos sistemas de potência.

Palavras-chave: Alívio de sobrecargas. Análise de sensibilidade. Controle de fluxo reativo. Geração distribuída. Programação linear. Teoria de jogos cooperativos.

ABSTRACT

The competitive environment defined by the liberalization of the electricity industry sometimes causes overloads on the transmission system, affecting the safety and economy during the operation of power systems. A procedure proposed in the literature for solving this problem is the reactive redispatch. On the other hand the connection of distributed generators equipped with sophisticated controls for the supply of reactive power creates the possibility of having new sources of reactive power in electric power systems. This work evaluated the application of reactive redispatch as a procedure to overloads relief, considering the capacity of distributed generation units connected in transmission networks to provide reactive power support. To verify the potential of distributed generation to overloads relief a sensitivity model, linear programming, a power flow algorithm and solution concepts of cooperative game theory were used. The simulations developed to study the technical and economic aspects of using these technologies, in overloads relief were carried out in scenarios that consider the connection of distributed generation and the occurrences of overloads in the IEEE 118 test bus system. Results showed that the reactive support provided by distributed generators can be employed both in relief and in the elimination of overload, especially when there is lack of equipment for the control of reactive power in power systems.

Keywords: Overload Relief. Sensitivity analysis. Reactive power flow control. Distributed generation. Linear programming. Cooperative game theory.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Circuito equivalente de uma linha de transmissão - modelo π	24
Figura 2 - Circuito equivalente de uma máquina síncrona - modelo clássico.....	31
Figura 3 - Circuito equivalente do transformador - modelo de dois terminais.....	33
Figura 4 - Fluxograma da metodologia de alívio de sobrecargas.....	40
Figura 5 - Representação de sistema de duas barras.....	43
Figura 6 - Sistema teste IEEE-118 barras	58

LISTA DE QUADROS

Quadro 1:	Disposição das barras PQ por áreas no sistema IEEE-118.....	57
Quadro 2:	Condições operacionais das unidades geradoras centralizas durante a sobrecarga	60
Quadro 3:	Posição dos taps dos transformadores durante a sobrecarga	60
Quadro 4:	Condições operacionais dos compensadores síncronos durante a sobrecarga	61
Quadro 5:	Fatores de sensibilidade dos geradores distribuídos alocados na área 2 do sistema IEEE-118 com relação á linha sobrecarregada	62
Quadro 6:	Ações corretivas que consideram os geradores distribuídos alocados na área 2 do sistema teste atuando com fator de potência 0,80.....	63
Quadro 7:	Cenários de operação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81	65
Quadro 8:	Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada quando considerada a operação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81	65
Quadro 9:	Ações corretivas que consideram os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 atuando coordenadamente com diferentes fatores de potência	66
Quadro 10:	Fatores de sensibilidade em relação à linha sobrecarregada considerando a conexão de um gerador distribuído na barra 68	68
Quadro 11:	Ações de controle considerando a atuação conjunta dos recursos centralizados para o controle de reativos e o GD-68 com $FP \geq 0,98$	69
Quadro 12:	Valoração das ações de controle que consideram a atuação conjunta do GD-68 e os recursos centralizados para o controle de reativos.....	71
Quadro 13:	Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle mais eficiente que considera o GD-68.....	72
Quadro 14:	Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle mais eficiente que considera o GD-68	73

Quadro 15:	Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada considerando a conexão de um gerador distribuído na barra 81	74
Quadro 16:	Ações de controle considerando a atuação conjunta dos recursos centralizados para o controle de reativos e o GD-81 com $FP \geq 0,98$	75
Quadro 17:	Valoração das ações de controle que consideram a atuação conjunta do GD-81 e os recursos centralizados para o controle de reativos.....	77
Quadro 18:	Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle mais efetiva que considera o GD-81	77
Quadro 19:	Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle mais efetiva que considera o GD-81 por meio do conceito Core.....	78
Quadro 20:	Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle mais efetiva que considera o GD-81	78
Quadro 21:	Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada considerando a conexão de geradores distribuídos nas barras 68 e 81	79
Quadro 22:	Ações de controle considerando a atuação simultânea dos recursos centralizados para o controle de reativos e os GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$	80
Quadro 23:	Ações de controle considerando a atuação simultânea dos recursos centralizados para o controle de reativos e os GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,95$ e $0,90$	82
Quadro 24:	Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos e disponibilidade de suporte reativo nos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81	84
Quadro 25:	Ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 1).....	86
Quadro 25:	Ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 2).....	87

Quadro 26:	Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 1).....	89
Quadro 26:	Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 2).....	90
Quadro 26:	Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 3).....	90
Quadro 27:	Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-10	91
Quadro 28:	Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle AC-10 por meio do conceito Core	91
Quadro 29:	Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle AC-10	92
Quadro 30:	Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-12 (Parte 1)	92
Quadro 30:	Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-12 (Parte 2)	93
Quadro 31:	Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle AC-12 por meio do conceito Core	94
Quadro 32:	Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle AC-12	94

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa do uso de geradores distribuídos no alívio de sobrecargas	18
1.2	Contribuições do trabalho	19
1.3	Revisão bibliográfica.....	20
1.4	Estrutura do texto	21
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	23
2.1	Sobrecargas em redes de transmissão	24
2.2	Alívio de sobrecargas em redes de transmissão	26
2.2.1	<i>Procedimentos para o alívio de sobrecargas</i>	<i>26</i>
2.2.1.1	<i>Redespacho de geração</i>	<i>27</i>
2.2.1.2	<i>Corte de Carga</i>	<i>27</i>
2.2.1.3	<i>Chaveamento corretivo</i>	<i>28</i>
2.2.2	<i>Redespacho de reativos como procedimento alternativo para o alívio de sobrecargas</i>	<i>29</i>
2.2.2.1	<i>Ajuste da excitação de campo dos geradores ou compensadores síncronos</i>	<i>31</i>
2.2.2.2	<i>Conexão de compensadores shunt</i>	<i>32</i>
2.2.2.3	<i>Modificação do tap dos transformadores</i>	<i>32</i>
2.3	Geração distribuída	34
3	METODOLOGIA PARA O ALÍVIO DE SOBRECARGAS COM O AUXÍLIO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS	37
3.1	Definição de cenários de conexão da geração distribuída.....	41
3.2	Identificação e classificação dos equipamentos mais eficientes para o alívio da condição de sobrecarga	42
3.3	Definição das ações corretivas para o alívio da condição de sobrecarga.....	47
3.4	Valoração e remuneração do serviço de suporte reativo fornecido para aliviar a condição de sobrecarga	49
3.4.1	<i>Teoria de jogos cooperativos</i>	<i>51</i>
3.4.1.1	<i>Conceito de solução – Core</i>	<i>54</i>
3.4.1.2	<i>Conceito de solução – Valor Shapley</i>	<i>54</i>

3.4.1.3	<i>Conceito de solução – Nucleolus</i>	55
4	TESTES E RESULTADOS	57
4.1	<i>Atuação individual de geradores distribuídos no alívio da sobrecarga</i>	62
4.2	<i>Atuação conjunta de geradores distribuídos no alívio da sobrecarga</i>	64
4.3	<i>Atuação coordenada entre geradores distribuídos e recursos centralizados para o controle de reativos no alívio da sobrecarga</i>	67
4.3.1	<i>Atuação do gerador distribuído alocado na barra 68 operando com fator de potência superior a 0,98</i>	67
4.3.2	<i>Atuação do gerador distribuído alocado na barra 81 operando com fator de potência superior a 0,98</i>	74
4.3.3	<i>Atuação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 operando com diversos fatores de potência e os recursos centralizados para o controle de reativos</i>	78
4.3.4	<i>Atuação dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 em cenários com déficit de recursos centralizados para o controle de reativos</i>	84
4.4	<i>Discussão dos resultados</i>	95
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	97
	REFERÊNCIAS	100

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência produto da liberalização do setor elétrico, principalmente os sistemas de transmissão, devem suportar a concorrência entre os agentes que compõem os mercados de energia elétrica. Esta condição faz com que elevados carregamentos dificultem e restrinjam a operação em termos de segurança. Assim, um dos problemas que afeta a manutenção da segurança durante a operação dos sistemas de potência está relacionado com a redução das margens de carregamento do sistema de transmissão muitas vezes resultando em violações dos limites operacionais. Tal evento é denominado de sobrecarga.

Diversos fatores podem dar origem à ocorrência de sobrecargas no sistema de transmissão. Destacam-se: a promoção do livre acesso e não discriminatório ao serviço de transmissão; o aumento no consumo de energia elétrica que causa o incremento do número de transferências de energia, especialmente em áreas com excesso de demanda; e durante a operação em tempo real, particularmente em condição de carga pesada, as variações súbitas de demanda e a ocorrência de contingências.

Entre os efeitos indesejáveis decorrentes das sobrecargas no sistema de transmissão, tanto na segurança quanto na economia dos sistemas elétricos, estão: 1) as possíveis falhas por atuação das proteções de equipamentos em condição de sobrecarga, muitas vezes resultando em desligamentos e até blecautes; 2) as dificuldades para a utilização de fontes de fornecimento de baixo custo de produção o que pode originar a aparição de poder de mercado prejudicando a competição dos agentes.

A eliminação de sobrecargas exige a definição e execução de ações corretivas imediatas, conhecidas como procedimentos operacionais de alívio de sobrecargas. As ações de controle usualmente efetuadas na prática são o redespacho das unidades de geração e o corte de carga. Entretanto, a execução desses procedimentos vem sendo impactada pela existência de empresas de transmissão distintas das de geração. Além

disso, os custos elevados não os tornam uma alternativa economicamente atrativa. Pesquisas recentes abordam novas alternativas como a aplicação de dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) (PANASETSKY; VOROPAI, 2010), o chaveamento corretivo (LI et al., 2011) e o redespacho de reativos (HOJI, 2011).

Por outro lado, o dinamismo e a contínua evolução do setor elétrico junto com os avanços tecnológicos e a necessidade de se atender às políticas para preservação do meio ambiente vêm promovendo a conexão de novas tecnologias de geração de energia elétrica alternativas à geração tradicional, além da otimização dos recursos existentes. Por exemplo, no Brasil, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas de cogeração e fontes de geração de energia eólica vem sendo conectadas às redes de transmissão. Neste contexto, torna-se interessante pesquisar aplicações que otimizem a utilização destas novas tecnologias.

Visando dar um novo enfoque à solução do problema do alívio de sobrecargas no sistema de transmissão, algumas pesquisas têm estudado o papel do fluxo de potência reativa no congestionamento dos sistemas de transmissão (GAINO; PADILHA-FELTRIN, 2004). A potencial aplicação do controle de reativos na redução do fluxo de potência reativa nas linhas ou transformadores, do sistema de transmissão em condição de sobrecarga foi estudada por Hoji (2006, 2011). Nestas pesquisas se propôs resolver o problema sem recorrer aos procedimentos tradicionais como o redespacho de potência ativa ou cortes de carga.

Na presente pesquisa, estudou-se a aplicação do suporte (injeção ou consumo) de reativos proveniente de geradores distribuídos para aliviar sobrecargas. Com isto, buscou-se aumentar a utilidade da proposta apresentada por Hoji (2011), a qual considerou o gerenciamento de reativos de recursos como geradores síncronos, compensadores shunt e transformadores, na resolução de sobrecargas.

Desta forma, por meio da otimização da aplicação dos recursos tradicionais para o controle de reativos e as novas tecnologias de geração com menor escala de produção, buscou-se consolidar o gerenciamento de reativos como procedimento alternativo de alívio de sobrecargas nos sistemas de transmissão.

Cinco etapas, descritas brevemente a seguir, compõem a metodologia.

A primeira etapa considera a construção dos cenários de conexão da geração distribuída. Neste contexto, as barras do sistema nas quais os geradores distribuídos são alocados são redefinidas de tipo PQ para tipo PV. A adoção deste modelo permite representar a capacidade de controle reativo destes equipamentos na solução do fluxo de potência.

Na segunda etapa, fatores de sensibilidade lineares são utilizados para selecionar, entre os diversos equipamentos que possuem a capacidade de reduzir o fluxo de potência reativa no circuito em condição de sobrecarga, os dispositivos mais efetivos.

Na próxima etapa são definidas ações corretivas; esta definição contempla a determinação dos dispositivos que atuam e a determinação dos ajustes nos seus parâmetros de controle. As ações corretivas são definidas por meio da resolução de um modelo de programação linear para todas as combinações possíveis dos dispositivos selecionados na etapa prévia. O modelo de programação linear empregado minimiza o custo do serviço de suporte reativo fornecido pelos dispositivos e o desvio do sistema do ponto de operação inicial. As restrições operacionais de limites de geração de reativos das unidades, níveis de tensão nas barras e fluxos nos circuitos da rede de transmissão, constituem o conjunto de restrições do modelo.

Na quarta etapa a simulação da execução das ações corretivas definidas, para retornar o sistema do estado de emergência para o estado normal de operação, utilizando geradores distribuídos, é efetuada por meio do processamento de um algoritmo de cálculo de fluxo de potência.

Finalmente, na última etapa, calcula-se a remuneração para os dispositivos considerados na ação de controle que mostrou melhores resultados na eliminação da sobrecarga. Este cálculo é efetuado aplicando a teoria dos jogos cooperativos uma vez que esta teoria permite definir pagamentos justos pelo serviço prestado (HOJI, 2011).

Desta forma a metodologia apresentada permitiu avaliar os aspectos técnicos e econômicos decorrentes das ações corretivas que consideram a atuação de geradores distribuídos no redespacho de reativos.

1.1 Justificativa do uso de geradores distribuídos no alívio de sobrecargas

Nas últimas décadas, a quantidade de geradores distribuídos conectados aos sistemas elétricos de potência tem aumentado e as previsões indicam que este fenômeno continuará por mais algum tempo. Sendo assim, estes novos equipamentos tem grandes possibilidades para se converter em recursos de operação a disposição dos operadores dos sistemas de potência, uma vez que eles possuem capacidades para controlar diversas grandezas do sistema.

A maioria das tecnologias de geração distribuída vem equipada com controles eletrônicos que permitem, entre outras funcionalidades, controlar o fornecimento de potência reativa ao sistema (ULLAH et al., 2009). Estas novas fontes de potência reativa apresentam maior faixa de variação do fator de potência (KROPOSKI et al., 2010), o que constitui uma vantagem que poderia ser utilizada para resolver problemas de sobrecargas que afetam a segurança operacional do sistema quando as ações de controle buscam reduzir os fluxos de potência reativa, como propõe Hoji (2011). Além disso, a rápida resposta oferecida por estas tecnologias quando modificado o suporte de potencia reativa fornecido, indicada por KROPOSKI et al. (2010), melhoraria a sua atuação.

Os autores Kroposki et al. (2010) apresentaram e discutiram aspectos técnicos e benefícios dos sistemas de controle das tecnologias de geração distribuída e demonstraram que devido a estes dispositivos de controle, é possível fornecer serviços ancilares de fornecimento de reativos ao sistema. Sendo assim, este serviço tradicionalmente fornecido por dispositivos convencionais de compensação reativa poderia no futuro também ser fornecido por essas tecnologias.

Goic, Jakus e Krstulovic (2011), discutiram o possível fornecimento do serviço ancilar de suporte reativo para o controle de tensão. Os autores mencionaram que o serviço apresenta efeitos favoráveis na redução dos fluxos de potência reativa do sistema. Um caso de estudo real que ilustrou como o controle do fornecimento de potência reativa de um parque eólico pode contribuir na regulação da tensão da barra de conexão foi apresentado. Segundo os autores, o serviço ancilar fornecido é confiável

e não requer investimentos significativos, além de não apresentar elevados custos de oportunidade.

As idéias e pesquisas apresentadas mostram que os geradores distribuídos serão, no futuro, um importante recurso com capacidade para fornecer o serviço de suporte reativo à rede de transmissão.

1.2 Contribuições do trabalho

Nesse trabalho é apresentada uma análise técnica e econômica do uso de geradores distribuídos no alívio de sobrecargas no sistema de transmissão. O suporte de potência reativa fornecido por essas novas tecnologias de geração foi empregado para reduzir o fluxo de potência reativa das linhas ou transformadores em condição de sobrecarga. A seguir apresentam-se as contribuições do estudo desenvolvido:

- Analisou-se uma possível aplicação, inédita na literatura, para a geração distribuída conectada ao sistema de transmissão. Assim, as características técnicas e econômicas do novo recurso de controle disponível para os operadores dos sistemas de transmissão foram apresentadas.
- Demonstrou-se que coordenar a utilização de geradores distribuídos e equipamentos tradicionais para o controle da potência reativa dos sistemas de potência permite definir ações corretivas que eliminam sobrecargas.
- O estudo dos efeitos causados pelo fornecimento de suporte de potência reativa proveniente de geradores distribuídos permitiu a identificação da superposição desses efeitos nas ações corretivas. Esta superposição apresenta-se quando nas ações de controle atuam geradores distribuídos ou equipamentos eletricamente próximos.
- A valoração do serviço de suporte reativo apresenta indicadores econômicos que poderiam ser utilizados na definição de um mercado para o serviço proposto, o qual poderia ser considerado dentro dos serviços ancilares, na nova estrutura econômica dos mercados liberalizados.

- Testou-se o comportamento dos modelos propostos por Hoji (2006, 2011) em cenários que consideraram a operação de geradores distribuídos. As respostas dos algoritmos foram avaliadas criteriosamente. Além disso, os algoritmos foram adicionados ao aplicativo computacional desenvolvido para analisar a conexão dos geradores distribuídos. Desta forma, contribui-se para incrementar a utilidade da proposta original.
- O estudo desenvolvido permitiu identificar as condições técnicas e econômicas que permitiriam aos geradores distribuídos participar na resolução de problemas de sobrecargas, e poderiam ser utilizadas para incentivar a sua participação quando aplicada a metodologia proposta.

1.3 Revisão bibliográfica

Os autores Gaino e Padilha-Feltrin (2004) avaliaram o efeito dos fluxos de potência reativa no cálculo da ATC (*Available Transfer Capability*). Na pesquisa um método de análise de sensibilidades foi empregado para determinar as barras com maior influência no fluxo das linhas sobrecarregadas e verificar a possibilidade de incrementar a máxima capacidade de transferência de potência através de pequenas alterações no suporte reativo de algumas barras do sistema.

Hoji (2006) apresentou a aplicação de uma análise de sensibilidades baseada no método desacoplado de fluxo de potência CRIC (*Calcul de Reseaux Implicitelement Couples*) para solucionar problemas de sobrecargas. A formulação permitiu selecionar os dispositivos para o alívio do sistema por meio do estabelecimento de relações entre o fluxo de potência reativa da linha ou transformador em condição de sobrecarga e as injeções de potência reativa nas barras ou as posições dos taps dos transformadores.

O mesmo autor, Hoji (2011) apresentou o emprego destes fatores de sensibilidade para selecionar os dispositivos utilizados nas ações de controle usando uma metodologia para o alívio de sobrecargas por meio do redespacho das fontes reativas do sistema, na qual as ações são definidas por um modelo de otimização linear e a alocação dos benefícios econômicos entre os dispositivos que participaram no alívio

das sobrecargas é realizada com base nos conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos. O algoritmo computacional implementado mostrou boas características, rapidez e precisão, para aplicação durante a operação em tempo real.

Na literatura consultada observou-se interesse pela pesquisa de melhorias nos procedimentos tradicionais de alívio de sobrecargas, especialmente no que se refere à diminuição do tempo de processamento dos algoritmos. Assim, podem se mencionar estudos efetuados por autores como Yesuratnam e Pushpa (2010), Pandiarajam e Babulal (2011). Durante a revisão da literatura, referências sobre o alívio de sobrecargas por meio da utilização de geradores distribuídos conectados no sistema de transmissão não foram encontradas.

1.4 Estrutura do texto

Nesta dissertação apresenta-se a metodologia e os testes realizados para estudar a aplicação do suporte reativo de geradores distribuídos no alívio de sobrecargas. O texto está dividido em cinco capítulos segundo a seguinte estrutura:

No capítulo 2 são apresentados os conceitos teóricos que fundamentam a investigação, e cuja revisão visa auxiliar na compreensão do problema tratado e da solução técnica adotada. Nesse sentido, descrições do problema de sobrecargas e das ações corretivas normalmente executadas para o seu alívio são apresentadas, bem como uma revisão da teoria de controle de fluxos de potência reativa na rede de transmissão e, finalmente, uma revisão da possibilidade de atuação de geradores distribuídos fornecendo suporte reativo ao sistema.

No capítulo 3 descreve-se a metodologia que permitiu estudar a utilização de geradores distribuídos no alívio de sobrecargas. A definição de cenários de conexão dos geradores distribuídos, identificação, classificação e ajuste de parâmetros dos dispositivos que resolvem o problema e a análise econômica das ações corretivas constituem os principais passos da metodologia e são descritos em detalhes nesse capítulo.

Os testes efetuados com o sistema IEEE de 118 barras, para avaliar a capacidade das unidades de geração distribuída no alívio de sobrecargas, consideraram a atuação individual e conjunta dos geradores distribuídos e os recursos convencionais para o controle da potência reativa. Os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 4.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre a pesquisa e as propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A segurança durante a operação dos sistemas elétricos de potência depende das condições operacionais (MORISON; LEI; KUNDUR, 2004). Estas condições em um instante no tempo correspondem, basicamente, a um dos três estados operativos definidos por Thomas E. DyLiacco na década de 60 (DEBS, 1988): normal, emergência e restaurativo.

A transição entre os estados de operação está determinada pela ocorrência de eventos (contingências, crescimentos de demanda, sobrecargas, etc.) que violam as restrições definidas para preservar a operação segura dos sistemas elétricos de potência ante contingências previstas ou não. Quando um SEP abandona o estado de operação normal, os operadores devem resolver as violações por meio de ações corretivas imediatas com os recursos de controle disponíveis. Sendo assim, o objetivo fundamental de um operador do sistema de potência é manter o estado normal ainda que as condições de operação variem durante a operação diária (ABUR; GÓMEZ, 2004).

Monticelli (1983) apresentou uma detalhada descrição das restrições operacionais que devem ser atendidas durante a operação de um sistema elétrico de potência em regime permanente. O autor indicou que o controle efetuado para atender estas restrições é um processo complexo, pois utiliza diversos equipamentos e os objetivos mudam em função dos estados operacionais e da transição entre eles, uma vez que os limites de operação, em geral, não são rígidos. Apresentou, também, as condições que levam à ocorrência de cada um dos estados operacionais e das ações corretivas efetuadas para retornar um SEP ao estado normal de operação.

Neste capítulo é apresentado o marco teórico da presente pesquisa, nele são descritas: as características das sobrecargas nos sistemas de transmissão e os procedimentos utilizados para resolvê-las, uma revisão das ações normalmente efetuadas para controlar os fluxos de potência reativa que percorrem os sistemas elétricos de potência, e finalmente as condições que permitiriam às unidades de geração distribuída fornecer suporte de potência reativa.

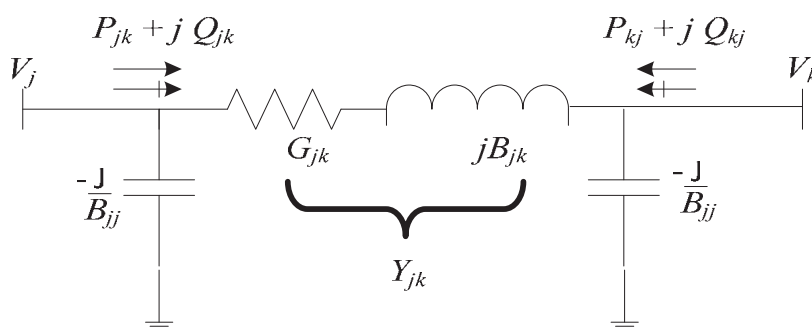
2.1 Sobrecargas em redes de transmissão

O carregamento das linhas e transformadores do sistema de transmissão, expresso em unidades percentuais ou em unidades de potência aparente (MVA), é definido pelos fluxos de potência ativa e reativa que os percorrem. Sendo assim, a operação segura exige, por meio de restrições, que o carregamento em cada circuito do sistema de transmissão seja inferior da sua máxima capacidade de transferência.

Uma sobrecarga pode ser definida como o excesso de energia que circula nas linhas ou equipamentos do sistema, violando uma ou mais restrições de segurança. As violações no carregamento das linhas ou transformadores constituem um problema crítico na operação de um sistema de potência, pois podem produzir blecautes.

Considerando o modelo apresentado na Figura 1, é possível relacionar por meio da expressão (2.1) os fluxos de potência aparente, ativa e reativa que percorrem nas linhas de transmissão. E por meio de manipulações algébricas das equações básicas de fluxo de potência obter a expressão (2.2) (GAINO; PADILHA-FELTRIN, 2004). A expressão (2.3) representa a restrição de operação imposta aos fluxos de potência aparente que circulam nos circuitos do sistema de transmissão por condições de segurança.

Figura 1 - Circuito equivalente de uma linha de transmissão – modelo π .



Fonte: Gaino e Padilha-Feltrin (2004).

$$S_{jk} = P_{jk} + jQ_{jk} \quad (2.1)$$

$$(V_j V_k Y_{jk})^2 = (P_{jk} - V_j^2 G_{jk})^2 + (Q_{jk} + V_j^2 B_{jk} + V_j^2 B_{jj})^2 \quad (2.2)$$

$$|S_{jk}| < S_{jk}^{max} \quad (2.3)$$

Sendo:

S_{jk}	Fluxo de potência aparente no sentido das barras j-k;
P_{jk}	Fluxo de potência ativa no sentido das barras j-k;
Q_{jk}	Fluxo de potência reativa no sentido das barras j-k;
V_j, V_k	Magnitude das tensões nas barras j e k;
Y_{jk}	Admitância série da linha j-k;
G_{jk}	Condutância série da linha j-k;
B_{jk}	Susceptância série da linha j-k;
B_{jj}	Susceptância paralelo da linha j-k;
S_{jk}^{max}	Limite operativo da linha de transmissão j-k.

As sobrecargas podem causar o congestionamento dos sistemas de potência. O congestionamento é o termo empregado para descrever as limitações nas transferências de energia devido à falta de capacidade física ou à necessidade de cumprimento de restrições operacionais (MEDEIROS et al., 2003). Estas limitações para atender transferências simultâneas de potência, entre os agentes compradores e vendedores, podem acontecer no mercado do dia anterior (*day-ahead*) ou durante a operação em tempo real (HOJI, 2011).

Nos mercados de energia elétrica europeus, o sistema de transmissão está congestionado quando para atender a todas as transações de energia, definidas no mercado, algum limite na capacidade da rede é violado, ficando algum equipamento sobrecarregado (HOJI, 2006).

2.2 Alívio de sobrecargas em redes de transmissão

O alívio de sobrecargas é o processo de definição e execução de estratégias de controle que retornam um sistema de potência dentro dos limites de segurança, uma vez que estas medidas diminuem o excesso de energia que circula os circuitos do sistema de transmissão. Estas ações corretivas, efetuadas durante a supervisão da operação, são realizadas para eliminar ou reduzir a intensidade das violações dos limites operacionais.

Com o processo de desregulamentação, dos mercados de energia elétrica, o alívio de sobrecargas foi denominado de gerenciamento de congestionamentos, pois neste considera-se a minimização de custos envolvidos nas ações corretivas executadas (PANDIARAJAN; BABULAL, 2011).

Resolver problemas de sobrecargas em tempo real exige dos operadores a definição e execução rápida de ações corretivas, dadas as condições emergenciais desfavoráveis nas quais o sistema se encontra muitas vezes. Para tal finalidade tem sido definidos procedimentos operacionais. Estes procedimentos são apresentados a seguir, divididos em dois grupos. O primeiro considera os procedimentos de redespacho de geração, corte de cargas e o chaveamento corretivo e o segundo o procedimento “alternativo” empregado nesta dissertação.

2.2.1 Procedimentos para o alívio de sobrecargas

A seguir é apresentada uma descrição das ações corretivas usualmente adotadas para restaurar o sistema de uma condição de sobrecarga a uma condição segura de operação. A solução fornecida por essas ações está teoricamente fundamentada na diminuição do fluxo de potência ativa que circula nas linhas ou nos equipamentos em condição de sobrecarga.

2.2.1.1 Redespacho de geração

Neste procedimento são alterados os níveis de geração de potência ativa das unidades geradoras do sistema. Usualmente coordenado com esquemas de corte de carga, o procedimento constitui a principal ação corretiva adotada para resolver problemas de sobrecargas identificados em tempo real ou durante o fechamento de mercados (mercados mais desenvolvidos). O tempo necessário para alterar os níveis de geração das unidades e o impacto econômico que tem este procedimento na economia do SEP depende do tipo e capacidade das unidades, podendo não ser aceitáveis em ambientes competitivos, o que constitui as principais desvantagens deste tipo de procedimento. As pesquisas a respeito do procedimento estudam principalmente a aplicação de diversos métodos de otimização para reduzir os custos de realização, buscando maior economia durante a sua aplicação (GOOI et al., 1999; KUMAR et al., 2004).

Pandiarajan e Babulal (2011), apresentaram a implementação de uma metodologia computacional baseada em lógica Fuzzy e que considera o redespacho de geração como ação de controle para o alívio de sobrecargas em linhas de transmissão. A metodologia busca diminuir o tempo de processamento gasto para definir o redespacho do sistema que consegue aliviar a sobrecarga.

2.2.1.2 Corte de Carga

Neste procedimento, cargas do sistema são desligadas durante um intervalo de tempo que permita a execução de outras ações corretivas. Usualmente é utilizado como último recurso quando as sobrecargas não podem ser aliviadas com outras ações corretivas. A principal desvantagem do procedimento está no elevado custo associado a sua execução. Na atualidade, podem-se encontrar na literatura pesquisas que estudam mecanismos compensatórios para promover o corte de carga voluntário dos consumidores, por exemplo, o trabalho apresentado por Faranda, Pievatolo e Tironi (2007).

2.2.1.3 Chaveamento corretivo

O chaveamento corretivo consiste em conectar ou desconectar dispositivos do sistema, como linhas, compensadores shunt, barramentos e transformadores de modo a aliviar sobrecargas. Este procedimento fundamenta-se na mudança da topologia do sistema, o que permite uma redistribuição dos fluxos.

Algumas das vantagens deste procedimento indicadas na literatura (HEDMAN, 2008; LACHS, 1987; SHAO; VITTAL, 2005) são as alterações rápidas dos fluxos de potência, a alteração mínima nos níveis de geração do sistema além do seu menor custo de execução se comparado com as outras ações corretivas. As pesquisas atuais estudam os problemas de instabilidade e sobretensões decorrentes da execução do procedimento, especialmente em sistemas que operam próximos de seus limites.

Medeiros e Costa (2010), implementaram e compararam o desempenho de quatro algoritmos, propostos na literatura, para definir os chaveamentos corretivos necessários para resolver violações dos limites de tensões e das capacidades de transferência das linhas de transmissão. Os autores demonstraram que a grande quantidade de chaveamentos possíveis de efetuar para resolver os problemas indicados torna demorado o processamento dos algoritmos.

A utilização de dispositivos FACTs vem sendo estudada intensamente nos últimos anos, motivada em parte pelas possibilidades destes equipamentos poderem ser usados para aumentar a capacidade de transmissão de potência ativa, controlar os fluxos de potência no sistema em busca de um gerenciamento mais efetivo e melhorar a estabilidade transitória e dinâmica do sistema. Porém, eles ainda apresentam implementação limitada devido aos elevados custos das tecnologias (WATANABE, 1998).

Em resumo, na literatura consultada referente aos procedimentos de alívio de sobrecargas no sistema de transmissão foram encontrados trabalhos sobre a utilização do procedimento de redespacho de geração, constituindo-se este no procedimento mais estudado. Abordagens que consideram o chaveamento corretivo geram também interesse dos pesquisadores e, finalmente, o procedimento de corte de cargas. O

enfoque dos trabalhos analisados é primariamente melhorar a precisão dos modelos utilizados por meio da aplicação de técnicas como a lógica Fuzzy e as metaheurísticas.

2.2.2 Redespacho de reativos como procedimento alternativo para o alívio de sobrecargas

A potência reativa é reconhecida como um fator relevante na operação dos sistemas elétricos de potência, de uma forma geral pode-se afirmar que a transferência de potência reativa precisa uma diferença nas magnitudes das tensões das barras de envio e recepção (MILLER, 1982).

Assim, durante a operação, os sistemas elétricos de potência necessitam do fornecimento de suporte de energia reativa, com a finalidade de controlar os níveis especificados de tensão.

Equipamentos como os geradores síncronos, compensadores síncronos, compensadores shunt e, recentemente, os geradores distribuídos conectados à rede de transmissão podem ser utilizados para o fornecimento desse serviço. Apesar de não serem capazes de fornecer suporte de reativos ao sistema, os transformadores com tap variável em carga (OLTC - *On Load Tap Changing*) podem ser utilizados no controle de tensão e, portanto, são considerados como fontes reativas no presente trabalho. Os compensadores shunt e transformadores com tap variável são dispositivos geralmente controlados pelo operador do sistema de transmissão, sendo utilizados para manter perfis adequados de tensão na rede. Contudo, a maior parte do serviço de suporte de potência reativa necessário para o funcionamento dos SEPs é fornecido por geradores síncronos.

Em sistemas de transmissão com elevados níveis de carregamento, o controle de potência reativa pode ser importante na mudança dos fluxos (GAINO; PADILHA-FELTRIN, 2004). Assim, o redespacho de reativos (mudança nos parâmetros de controle) nos equipamentos indicados no parágrafo anterior tem por objetivo alterar o nível de tensão das barras do circuito cujo fluxo de potência reativa deve ser alterado (NASAR; TRUTT, 1999). Os efeitos das ações corretivas podem ser evidenciados por

médio das equações de fluxo de potência (MONTICELLI, 1983). Desta forma o controle do fluxo de potência reativa nos circuitos do sistema de transmissão está baseado na relação existente entre a injeção de potência reativa e a magnitude de tensão nas barras.

Dada a necessidade de se otimizar a utilização dos recursos existentes nos sistemas de potência, em vista das restrições impostas à instalação de novos equipamentos às redes de transmissão; Hoji (2011) propôs uma nova metodologia para o alívio de sobrecargas leves em redes de transmissão, baseada no gerenciamento dos níveis de potência reativa do sistema. Esta metodologia modifica os parâmetros de controle dos equipamentos utilizados nas ações corretivas para reduzir o carregamento dos circuitos em condição de sobrecarga por meio da redução dos fluxos de potência reativa. A metodologia não constitui um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), sendo eficaz na eliminação de sobrecargas leves decorrentes dos altos fluxos reativos nas linhas e apresenta como principais vantagens a rapidez de processamento computacional dos algoritmos implementados, em parte devida às linearidades consideradas na sua formulação, e a capacidade de aliviar o sistema sem a necessidade de redespachar a geração de potência ativa das unidades.

Os autores Medeiros, Salgado e Zürn (2003) apresentaram um caso de estudo de congestionamento de linhas de transmissão cuja origem é à circulação do fluxo de potência reativa. Neste caso, a violação do limite operacional de fluxo de potência não aconteceria se apenas o fluxo de potência ativa na linha fosse considerado no cumprimento da restrição de segurança. O caso ilustrou o papel importante do fluxo de potência reativa nos problemas de sobrecarga, uma vez que em determinadas circunstâncias, as condições operacionais ocasionam a circulação de um elevado fluxo reativo nos circuitos do sistema de transmissão para atender às restrições de segurança impostas para manter níveis de tensão aceitáveis no sistema.

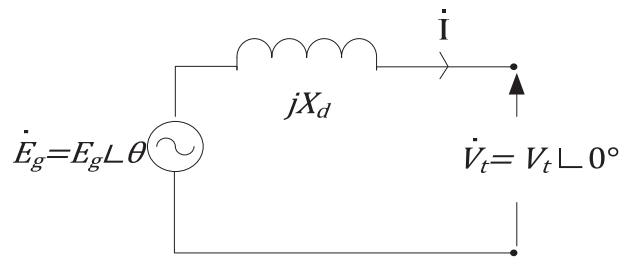
É importante mencionar que o controle de reativos apresenta efeito local, ou seja, existe uma área de influência determinada pela distância elétrica entre os equipamentos utilizados. Este fato implica na definição de soluções locais para os problemas de sobrecargas não resultando, necessariamente, na compensação diretamente alocada nas barras onde ocorre o problema de sobrecarga. A seguir é

apresentada uma breve descrição das ações de controle efetuadas nos sistemas elétricos de potência para controlar os fluxos de potência reativa.

2.2.2.1 Ajuste da excitação de campo dos geradores ou compensadores síncronos

Esta ação de controle consiste na variação da corrente de campo dos geradores ou compensadores síncronos, por meio da modificação da tensão de excitação, o que define a condição de sobre ou sub excitação da unidade. O efeito da variação na corrente de excitação será uma injeção ou consumo de reativos na barra onde o equipamento está conectado e o consequente aumento ou redução da tensão. As expressões (2.4), (2.5) e (2.6) derivadas do circuito equivalente apresentado na Figura 2 permitem representar a injeção de reativos no sistema quando as unidades operam em regime permanente.

Figura 2 - Circuito equivalente de uma máquina síncrona - modelo clássico.



Fonte: Hoji (2011)

$$\dot{I} = \frac{E_g e^{j\theta} - V_t}{jX_d} \quad (2.4)$$

$$\dot{S}_t = \dot{V}_t \dot{I}^* = \dot{V}_t \left(\frac{E_g e^{-j\theta} - V_t}{-jX_d} \right) = \frac{V_t E_g (\cos\theta + j\sin\theta) - jV_t^2}{X_d} \quad (2.5)$$

$$Q = \text{Im}\{\dot{S}\} = \frac{V_t E_g \cos\theta - V_t^2}{X_d} \quad (2.6)$$

Sendo:

I	Corrente nos terminais da máquina síncrona;
E_g	Magnitude da tensão interna da máquina síncrona;
θ	Angulo da tensão interna da máquina síncrona;
V_t	Tensão nos terminais da máquina síncrona;
X_d	Reatância síncrona;
S_t	Potência aparente nos terminais da máquina síncrona.

2.2.2.2 Conexão de compensadores shunt

Outra ação corretiva que pode ser efetuada para modificar os fluxos de potência reativa nos sistemas de potência é a conexão de compensadores shunt. A conexão de bancos capacitores, nas barras dos sistemas de potência, apresenta o efeito de reduzir a corrente necessária para atender à demanda de potência reativa, o que reduz a queda de tensão na linha. Os compensadores estáticos controlados eletronicamente agem como capacitores ou reatores shunt, podendo injetar ou consumir reativos do sistema. Este comportamento depende da sua lógica de controle a qual é responsável de conectá-los ou desconectá-los no sistema.

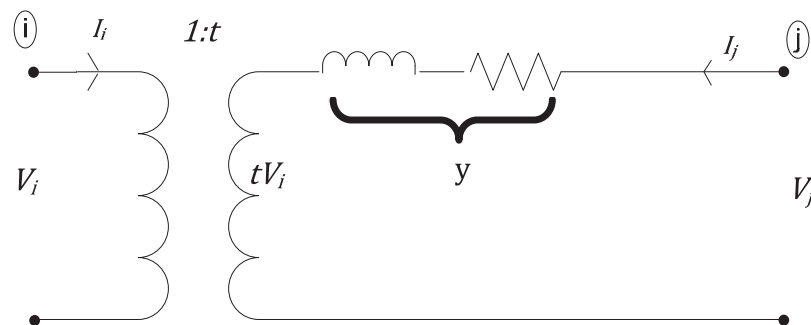
2.2.2.3 Modificação do tap dos transformadores

Geralmente, os transformadores possuem, nos seus enrolamentos, taps por meio dos quais regulam a magnitude da tensão nas barras dos sistemas de potência. Assim, se o valor de tensão na barra controlada for menor ou maior do que o valor especificado a posição do tap será alterada para conseguir o valor solicitado. A variação dos taps está restrita a uma determinada faixa, que define a regulação da magnitude de tensão na barra controlada. A modificação da posição dos taps pode ser

efetuada quando o equipamento tem carga conectada, condição de interesse na pesquisa, ou quando o equipamento é desligado do sistema.

O efeito do equipamento é considerado no algoritmo de fluxo de potência por meio da matriz admitância, segundo o conjunto de equações (2.7) a (2.12) (CROW, 2003) derivadas do circuito equivalente apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Circuito equivalente do transformador – modelo de dois terminais.



Fonte: Crow (2003)

$$I_j = (V_j - tV_i)y \quad (2.7)$$

$$S_i = V_i I_i^* = -tV_i I_j^* \quad (2.8)$$

$$I_i = -t^* I_j \quad (2.9)$$

$$I_i = -t^*(V_j - tV_i)y \quad (2.10)$$

$$I_i = tt^*yV_i - t^*yV_j \quad (2.11)$$

$$I_i = |t|^2 y V_i - t^* y V_j \quad (2.12)$$

Sendo:

- I_i Corrente no terminal de entrada do circuito equivalente;
- I_j Corrente no terminal de saída do circuito equivalente;
- V_i Tensão no terminal de entrada do circuito equivalente;
- V_j Tensão no terminal de saída do circuito equivalente;
- S_i Potência aparente no terminal de entrada do circuito equivalente;
- t Relação de transformação das tensões nos terminais do circuito equivalente;

y Admitância do terminal de saída do circuito equivalente.

Os elementos fora da diagonal da matriz admitância serão: $Y_{(i,j)} = -t^*y$ e $Y_{(j,i)} = -ty$, enquanto que os elementos da diagonal da matriz admitância terão a adição de: $|t|^2$ em $Y_{(i,i)}$ e y em $Y_{(j,j)}$.

2.3 Geração distribuída

Nos últimos anos, vem acontecendo o posicionamento de novas tecnologias para geração de eletricidade frente às grandes centrais convencionais (LORA; HADAD, 2006). Algumas classificações propostas na literatura para defini-las como geração distribuída (GD) consideram as características das fontes, como o nível de tensão ao qual são conectadas as unidades, a energia primária utilizada para a geração de energia e a sua capacidade nominal. A existência de diversas classificações se deve às diferenças na estrutura definida para os sistemas elétricos de potência. Assim, instalações que podem ser consideradas dentro da transmissão em um dado sistema poderiam corresponder à sub-transmissão ou distribuição em outro. No presente trabalho, conceitua-se a geração distribuída como um conjunto de fontes de geração com menor escala de produção, e com boas possibilidades para fornecer suporte reativo ao sistema. A participação destes equipamentos seria complementar com os recursos tradicionais, para o controle de reativos, no alívio de sobrecargas.

Um tipo de geração que vem adquirindo relevância, dependendo das características geográficas dos países, são as centrais complementares ou alternativas, geralmente denominadas de energias renováveis (GÓMEZ, 2002), entre essas as mais importantes são as que utilizam como fonte primária o vento para a geração de energia, devido em parte ao desenvolvimento da sua tecnologia e às suas novas capacidades de controle. Quando a produção destas fontes de energia é considerável, geralmente, são conectadas na rede de transmissão, pois muitas vezes os recursos primários encontram-se afastados, e será a rede de transmissão a encarregada de transmitir a energia gerada até os centros de consumo.

No Brasil, vem se promovendo por meio de políticas de estímulo, a utilização de energias alternativas na matriz energética. Assim, pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), usinas de cogeração e geradores eólicos tem sido conectadas no sistema de transmissão.

A maioria das referências bibliográficas consultadas em relação aos geradores distribuídos tem foco nos impactos técnicos e econômicos decorrente da conexão dessas tecnologias nos sistemas elétricos de potência, especialmente nos sistemas de distribuição. Outro tema relevante diz respeito ao desenvolvimento de modelos que permitam a representação de geradores distribuídos nas análises normalmente efetuadas durante as etapas de planejamento e operação dos sistemas de potência.

No entanto, o advento da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência torna-se um fato alentador, pois estas tecnologias constituem novas fontes com capacidade para fornecer serviços de suporte de potência reativa para o sistema de transmissão.

Os geradores de indução duplamente alimentados, DFIG (*Double-Fed Induction Generator*) tem-se convertido nos equipamentos mais utilizados na geração de energia elétrica, em vista da facilidade encontrada para o seu controle. O fornecimento de potência reativa com este tipo de gerador depende das estratégias de controle adotadas para os conversores eletrônicos de potência. O modo de operação destas unidades pode ser a fator de potência constante (geralmente empregado) ou em modo tensão constante (ZHU; YAO, 2011).

Os geradores síncronos de ímã permanente PMSG (*Permanent Magnetic Synchronous Generator*) com tecnologia DDWTG (*Direct Drive Wind Turbine Generator*) são equipados com conversores PWM (*Pulse Width Modulation*) que facilitam o controle do suporte de potência reativa, possibilitando a sua utilização como fornecedores de potência reativa do sistema (ZHU; YAO, 2011).

Em Ullah; Bhattacharya e Torbjön (2009), os autores estudaram o fornecimento de potência reativa proveniente de unidades de geração eólica equipadas com turbinas de velocidade de vento variável VSWT (*Variavel Speed Wind Turbines*) e conversores eletrônicos. Na referência foi apresentado o desenvolvimento de um modelo generalizado proposto para determinar o custo de geração da potência reativa. Este

modelo considera na sua formulação a valoração dos custos fixos, custos de perdas e custos de oportunidade derivados do fornecimento de potência reativa. O modelo também considera a influência das variações das condições de velocidade do vento por meio de curvas de capacidade de potência reativa. De acordo com os autores, as variações nas condições de vento incrementam os pagamentos pelo serviço prestado devido ao incremento dos custos de oportunidade.

Na atualidade o serviço de suporte de potência reativa fornecido por geradores eólicos não é empregado pelo operador do sistema, porém, o incremento futuro de conexões desses geradores pode viabilizar a sua utilização. Fatores como o aperfeiçoamento dos controles, assim, como das técnicas de predição das condições de vento permitiram a estas tecnologias se converter em fontes despacháveis. Constituindo-as como uma possibilidade de apoio ao operador do sistema de transmissão no gerenciamento eficiente da rede, já que poderiam ser consideradas entre as fontes reativas utilizáveis no fornecimento de serviços ancilares (ULLAH et al., 2009).

3 METODOLOGIA PARA O ALÍVIO DE SOBRECARGAS COM O AUXÍLIO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

A metodologia proposta na presente pesquisa permite reduzir o fluxo de potência reativa que percorre linhas ou transformadores do sistema de transmissão que operem em condição de sobrecarga. Além dos recursos convencionais, a utilização de geradores distribuídos para o fornecimento do serviço de suporte de reativos é considerada no redespacho de reativos. Basicamente, a metodologia é composta das seguintes etapas:

- Definição de cenários de conexão da geração distribuída ao sistema de transmissão;
- Identificação e classificação dos dispositivos do sistema capazes de alterar o fluxo reativo da linha ou transformador em condição de sobrecarga;
- Determinação das variações necessárias nos parâmetros de controle dos equipamentos selecionados para aliviar a condição de sobrecarga;
- Simulação das ações corretivas definidas para aliviar a condição de sobrecarga;
- Valoração do serviço de suporte de potência reativa e remuneração dos dispositivos que o fornecem para aliviar a condição de sobrecarga.

Geralmente, as sobrecargas ocorrem em condições de carregamento pesado e com o sistema de potência operando próximo ao ponto de colapso de tensão. Nesse contexto, as ações corretivas necessárias para o alívio do sistema devem ser definidas dentro de uma faixa de variação em torno do ponto de operação corrente (HOJI, 2011), de modo a evitar violações nas restrições de segurança definidas para as tensões do sistema. Desta forma garante-se o retorno do ponto de operação do sistema a níveis seguros de operação sem realizar grandes variações nos parâmetros modificados pelo operador do sistema. Limitar as variações nos parâmetros de controle dos dispositivos empregados possibilita linearizar os efeitos das ações corretivas necessárias para o alívio do sistema.

Assim, quando um circuito do sistema de transmissão opera fora dos limites de carregamento uma análise de sensibilidades lineares, que relaciona as variações no fluxo de potência reativa no circuito sobrecarregado e as variações nos parâmetros de controle dos recursos reativos do sistema, é empregada para identificar e classificar, por ordem de mérito, os dispositivos com maior influência no fluxo de potência reativa. Desta forma, avalia-se a eficácia das fontes reativas para modificar o fluxo de potência reativa que produz a sobrecarga no sistema. A etapa descrita consegue identificar os “n” equipamentos com os quais ações corretivas podem ser executadas, sendo “n” o número total de dispositivos selecionados.

Os ajustes para os parâmetros de controle dos dispositivos, selecionados com a análise de sensibilidades, são determinados por meio da solução de um modelo de otimização linear que minimiza o produto entre o custo do serviço de suporte reativo e o desvio do ponto de operação inicial. Este processo de otimização é repetido para todas as possíveis combinações, denominadas de coalizões, entre os dispositivos que conformam o conjunto de “n” equipamentos mais eficientes identificados para resolver o problema de sobrecarga.

A avaliação de todas as combinações, em total de $2^n - 1$, é efetuada para encontrar a ação corretiva mais econômica e que menos afeta o estado operativo do sistema. Sendo assim o número de elementos do conjunto de dispositivos eficazes selecionado por meio do cálculo das sensibilidades deve ser adequadamente ajustado de modo a equilibrar a possível falta de eficiência por uma seleção de poucos dispositivos ou a ocorrência de uma explosão combinatória que derive na necessidade de resolver muitas vezes o PL (problema de programação linear).

As ações corretivas definidas são simuladas utilizando um algoritmo de fluxo de potência CA, que considera a modelagem dos controles automáticos de tensão e os limites dos equipamentos de compensação reativa do sistema. Nesta etapa, são verificados o perfil de tensões e os carregamentos resultantes em outras linhas e transformadores do sistema, para identificar possíveis violações das restrições operacionais após a execução das ações corretivas.

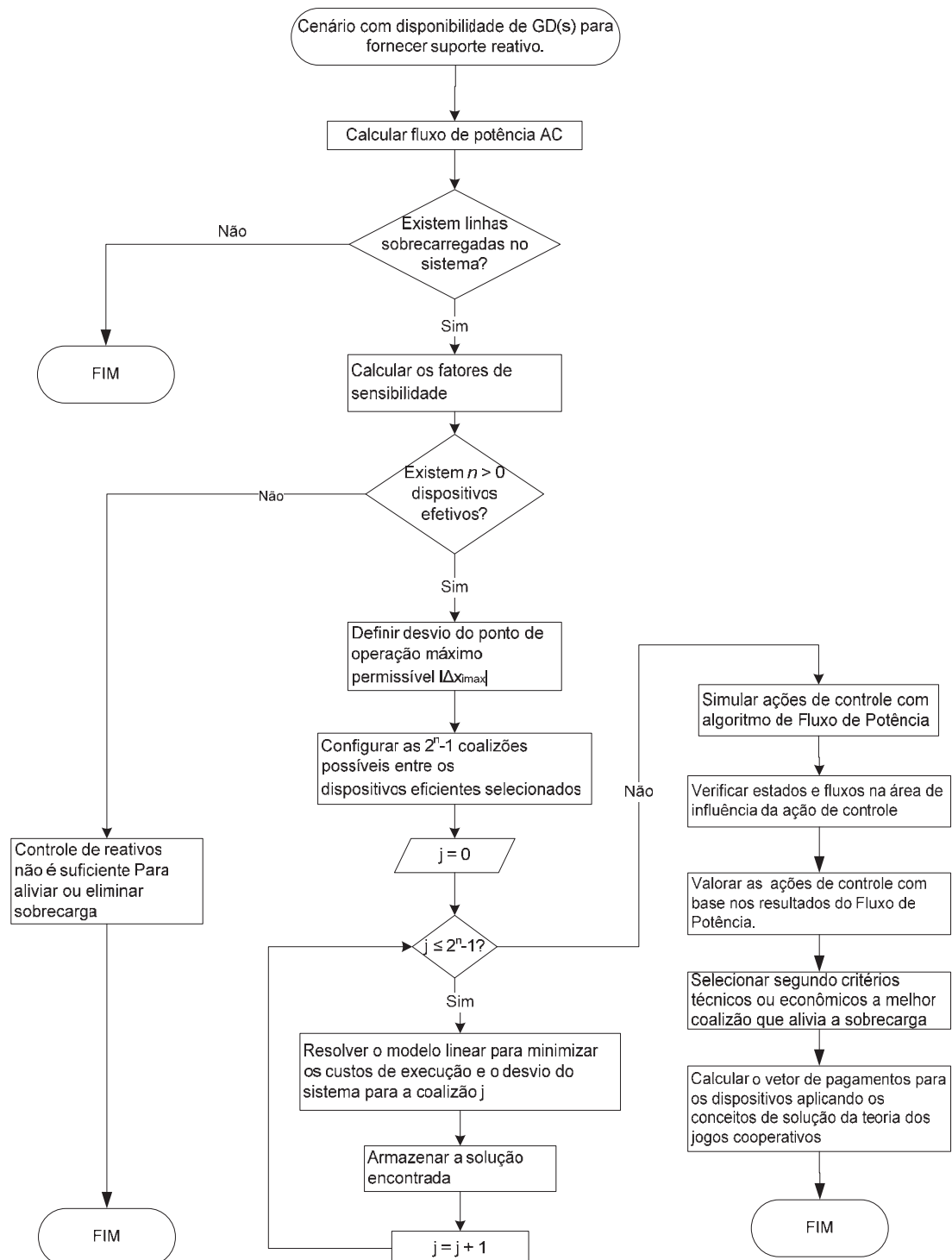
Finalmente, a valoração do serviço de suporte reativo fornecido para eliminar a sobrecarga é efetuada com base nos suportes de potência reativa fornecidos pelos

dispositivos selecionados na análise de sensibilidades após a execução da ação corretiva, e que foram determinados pela execução do algoritmo de fluxo de potência. A remuneração dos dispositivos, que atuam nas ações que conseguem aliviar ou eliminar o problema de sobrecarga com a maior eficiência, é efetuada aplicando os conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos: Core, Nucleolus e valor Shapley.

Dado que a metodologia é aplicável nas etapas de planejamento da operação de curto prazo e na operação em tempo real dos sistemas de transmissão, apenas os recursos reativos existentes e disponíveis no sistema são utilizados, descartando-se a possibilidade de instalação de novos equipamentos. Os equipamentos considerados nas ações corretivas são os geradores e compensadores síncronos, os geradores distribuídos com capacidade de fornecimento de reativos, além de capacitores shunt e transformadores com tap variável em carga. É importante mencionar que o gerenciamento de reativos é eficiente em casos de sobrecargas leves, cuja causa principal seja o fluxo de potência reativa.

O fluxograma da metodologia para o alívio de sobrecargas com o auxílio de geradores distribuídos no redespacho de reativos é apresentado na Figura 4.

Figura 4 - Fluxograma da metodologia de alívio de sobrecargas.



Fonte: Adaptado do fluxograma apresentado por Hoji (2011).

A seguir, cada etapa da metodologia é descrita com maiores detalhes. Especial ênfase é dada aos modelos matemáticos e às técnicas de resolução empregadas para resolvê-los.

3.1 Definição de cenários de conexão da geração distribuída

Estudar os efeitos das ações corretivas que consideram a atuação de unidades de geração distribuída requer a suposição de capacidades nominais, níveis de geração de potência ativa, modos de operação no fornecimento de potência reativa e alocações para as unidades conectadas ao sistema. Estas hipóteses devem reproduzir em detalhe e com o maior realismo possível a capacidade que teriam essas unidades para resolver problemas de sobrecargas por meio do fornecimento de suporte reativo nas barras às quais sejam conectadas.

Nesse sentido, considerou-se a conexão de geradores distribuídos em barras que modelam a demanda do sistema, barras tipo PQ. A alocação das unidades nessas barras permite avaliar de forma clara as possibilidades de utilização desses equipamentos no alívio de sobrecargas sem sobrepor efeitos com os da geração centralizada (geração convencional despachável), o que ocorreria se elas fossem alocadas em barras de tipo PV. Além disso, a conexão dessas tecnologias nos sistemas de potência reais teria dificuldades se fossem alocadas nas barras de propriedade das empresas proprietárias das unidades centralizadas.

A conexão de geradores distribuídos determina a mudança do tipo da barra de PQ para PV, uma vez que este tipo de barra permite representar as capacidades de controle de fornecimento reativo no cálculo de fluxo de potência. A alocação dos geradores distribuídos foi definida considerando o caráter local dos efeitos da compensação de potência reativa e a verificação do cumprimento de restrições de segurança do sistema.

Uma estratégia que na pesquisa denominou-se de compensação local compensa a geração de potência ativa dos geradores distribuídos alocados no sistema aumentando a demanda da barra, na qual foram conectados, num valor igual à geração

injetada. Por exemplo, se o gerador distribuído foi alocado considerando que ele gerava 20 MW a demanda de potência ativa na barra foi incrementada em 20 MW. Definidos dessa forma, os cenários representam a capacidade de fornecimento de suporte reativo que as unidades de geração distribuída teriam disponível quando operadas nos sistemas elétricos de potência.

Os limites para o fornecimento de potência reativa dos geradores distribuídos foram considerados e verificados na rotina de controle automático de geração de reativos do algoritmo de fluxo de potência empregado. O fornecimento de reativos, com geradores distribuídos, se fez efetivo por meio da alteração da magnitude da variável de controle que no caso de barras tipo PV constitui a tensão especificada para a barra.

3.2 Identificação e classificação dos equipamentos mais eficientes para o alívio da condição de sobrecarga

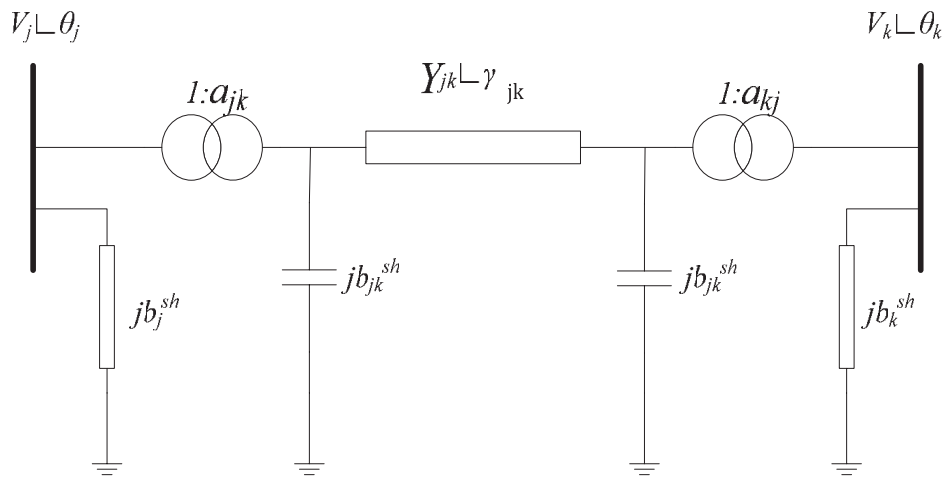
A operação de um sistema elétrico de potência pode ser descrita por um conjunto de equações escritas em forma matricial. A análise de sensibilidades das variáveis deste sistema de equações permite compreender e estimar o comportamento do sistema de potência quando o seu estado é alterado. Além disso, este comportamento pode ser linearizado se pequenas variações em torno do ponto de operação corrente são consideradas no análise.

A matriz L_c do método desacoplado de fluxo de potência CRIC constitui a base para o cálculo das sensibilidades. Na construção dessa matriz se considera o processo de desacoplamento alternativo proposto por Carpentier (1986) que minimiza os problemas apresentados pelos métodos desacoplados tradicionais quando empregados em sistemas altamente carregados. Detalhes sobre a seleção dessa matriz podem ser encontrados em Hoji (2011).

Os elementos da matriz L_c constituem as derivadas parciais das injeções de potência reativa com relação às tensões nas barras. Para o sistema de duas barras apresentado na Figura 5, esses elementos são obtidos pelas expressões (3.1) a (3.4) cujo desenvolvimento pode ser encontrado em Mantovani (1995). A matriz L_c é similar à

sub-matriz L da matriz Jacobiana, em estrutura e esparsidade, o que possibilita a utilização de técnicas especiais de fatoração (DEIF, 2001).

Figura 5 - Representação de sistema de duas barras.



Fonte: Hoji (2011)

$$\frac{\partial Q_j}{\partial V_j} = 2 \cdot V_j \cdot \left[\sum_{j \neq k} a_{jk}^2 \cdot (Y_{jk} \cdot \cos(\alpha_{jk}) - b_{jk}^{sh}) - b_j^{sh} \right] - \sum_{j \neq k} a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot \left[\frac{V_k + 2 \cdot a_{jk} \cdot V_j \cdot \sin(\alpha_{jk}) \cdot \sin(\theta_{jk} - \alpha_{jk})}{\cos(\theta_{jk} - \alpha_{jk})} \right] \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial V_k} = - \frac{a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot V_j}{\cos(\theta_{jk} - \alpha_{jk})} \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = 2 \cdot V_k \cdot \left[\sum_{j \neq k} (Y_{jk} \cdot \cos(\alpha_{jk}) - b_{jk}^{sh}) - b_k^{sh} \right] - \sum_{j \neq k} Y_{jk} \cdot \left[\frac{a_{jk} V_j + 2 \cdot V_k \cdot \sin(\alpha_{jk}) \cdot \sin(\theta_{kj} - \alpha_{jk})}{\cos(\theta_{kj} - \alpha_{jk})} \right] \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_j} = - \frac{a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot V_k}{\cos(\theta_{kj} - \alpha_{jk})} \quad (3.4)$$

Sendo:

V_j, V_k Magnitude de tensão nas barras j e k;

a_{jk}, a_{kj}	Posição dos tap's dos transformadores dos lados j e k do bipolo;
Y_{jk}, γ_{jk}	Admitância e ângulo da linha j-k;
b_{jk}^{sh}	Susceptância shunt da linha j-k;
b_j^{sh}, b_k^{sh}	Susceptâncias shunt das barras j e k;
$\alpha_{jk} = 90 - \gamma_{jk}$	Complemento do ângulo da admitância da linha j-k;
$\theta_{jk} = \theta_j - \theta_k$	Diferença entre os ângulos das tensões das barras j e k.

Por meio de manipulações algébricas a partir da matriz L_c , são calculados dois tipos de fatores de sensibilidade. Assim, equipamentos que injetam ou retiram potência reativa do sistema são considerados dentro do grupo que requer o cálculo das denominadas sensibilidades de barra, as quais relacionam as variações no fluxo reativo da linha sobrecarregada com as variações nos suportes de potência reativa das barras. Os equipamentos que regulam as tensões nas barras, mas não fornecem suporte reativo ao sistema (transformadores), são considerados dentro do grupo que requer o cálculo das denominadas sensibilidades de transformadores, que relacionam as variações no fluxo reativo da linha sobrecarregada com as variações nos taps dos transformadores.

De acordo com as considerações do método CRIC, as derivadas parciais do fluxo reativo da linha j-k, do bipolo apresentado na Figura 5, em relação às tensões nas barras terminais j e k são dadas pelas expressões (3.5) a (3.8).

$$\frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_j} = 2 \cdot a_{jk}^2 \cdot V_j \cdot (Y_{jk} \cdot \cos(\alpha_{jk}) - b_{jk}^{sh}) - a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot \left[\frac{V_k + 2 \cdot a_{jk} \cdot V_j \cdot \sin(\alpha_{jk}) \cdot \sin(\theta_{jk} - \alpha_{jk})}{\cos(\theta_{jk} - \alpha_{jk})} \right] \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_k} = - \frac{a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot V_j}{\cos(\theta_{jk} - \alpha_{jk})} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial Q_{kj}}{\partial V_k} = 2 \cdot V_k \cdot (Y_{jk} \cdot \cos(\alpha_{jk}) - b_{jk}^{sh}) - Y_{jk} \cdot \left[\frac{a_{jk} V_j + 2 \cdot V_k \cdot \sin(\alpha_{jk}) \cdot \sin(\theta_{kj} - \alpha_{jk})}{\cos(\theta_{kj} - \alpha_{jk})} \right] \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial Q_{kj}}{\partial V_j} = - \frac{a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot V_k}{\cos(\theta_{kj} - \alpha_{jk})} \quad (3.8)$$

Essas informações são armazenadas em um vetor linha (Jaf), cuja dimensão é definida pelo número de barras do sistema (nb). Este vetor possui dois elementos não-nulos nas posições referentes aos terminais da linha, j e k , conforme descrito na expressão (3.9). O vetor de sensibilidades de barras (FS) é obtido pelo produto entre o vetor Jaf e a transposta da matriz L_c inversa, conforme a expressão (3.10).

$$Jaf = \left[\frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_j} \quad \frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_k} \right]_{(1,nb)} \quad (3.9)$$

$$FS = Jaf \times (L_c^{-1})^T = \left[\frac{\partial Q_{jk}}{\partial V_j} \times \frac{\partial V_j}{\partial Q_i} \right]_{(1,nb)} = \left[\frac{\partial Q_{jk}}{\partial Q_i} \right]_{(1,nb)} \quad (3.10)$$

As derivadas parciais das injeções de potência reativa nas barras terminais, j e k , de um transformador com relação à sua relação de transformação, podem ser obtidas pelas expressões (3.11) e (3.12).

$$\frac{\partial Q_j}{\partial a_{jk}} = -2 \cdot a_{jk} \cdot V_j^2 \cdot Y_{jk} \cdot \cos(\alpha_{jk}) - \left[\frac{Y_{jk} \cdot V_j \cdot V_k + 2 \cdot a_{jk} \cdot Y_{jk} \cdot V_j^2 \cdot \sin(\alpha_{jk}) \cdot \sin(\theta_{jk} - \alpha_{jk})}{\cos(\theta_{jk} - \alpha_{jk})} \right] \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial a_{jk}} = - \frac{Y_{jk} \cdot V_j \cdot V_k}{\cos(\theta_{kj} - \alpha_{jk})} \quad (3.12)$$

Calculando-se essas derivadas para cada transformador conectado ao sistema, obtém-se a matriz $Mtap$, indicada na expressão (3.13), cujos elementos relacionam as variações das injeções de potência reativa em qualquer barra do sistema com as variações no tap de qualquer transformador.

$$Mtap = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial a_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial a_1} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial a_1} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial a_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial a_{nl}} & \frac{\partial Q_2}{\partial a_{nl}} & \dots & \frac{\partial Q_{nb}}{\partial a_{nl}} \end{bmatrix}_{(nl,nb)} \quad (3.13)$$

Os fatores de sensibilidade dos transformadores, vetor $Jaftap$, são obtidos pela multiplicação da matriz $Mtap$ e o vetor FS transposto, conforme a expressão (3.14).

$$J_{aftap} = M_{tap} \times (FS)^T = \left[\frac{\partial Q_i}{\partial a_m} \times \frac{\partial Q_{jk}}{\partial Q_i} \right] = \left[\frac{\partial Q_{jk}}{\partial a_m} \right] \quad (3.14)$$

Os fatores de sensibilidade são utilizados como indicadores aproximados para gerenciar os recursos reativos do sistema de maneira que, por meio do controle do suporte reativo nas barras e/ou da modificação dos taps dos transformadores, seja possível obter uma redução do fluxo reativo de uma linha sobrecarregada. A aplicação de fatores de sensibilidade dispensa a utilização de um programa de Fluxo de Potência Ótimo (OPF – *Optimal Power Flow*) para a seleção dos melhores dispositivos. Uma vez que o OPF tem o inconveniente de precisar um maior tempo computacional de processamento especialmente em sistemas de grande porte.

A interpretação física, do valor e do sinal dos fatores de sensibilidade é a seguinte: o valor do fator de sensibilidade representa a modificação em MVar que o fluxo reativo da linha em condição de sobrecarga experimentara devido a uma variação no suporte de reativos em determinada barra ou na posição do tap de algum transformador do sistema de potência. O sinal da sensibilidade indica se a variação deve ser no sentido de aumentar ou diminuir o suporte de reativos ou a posição do tap dos transformadores.

Dependendo do lugar de ocorrência da sobrecarga, um número maior ou menor de dispositivos com capacidade para fornecer suporte de potência reativa ou modificar a posição dos seus taps estarão disponíveis para auxiliar no alívio do sistema. Assim, a metodologia ajudará a selecionar a melhor estratégia de controle quando exista disponibilidade de dispositivos para efetuar as ações de controle.

A natureza local dos efeitos da compensação reativa define a atuação de um grupo reduzido de dispositivos na resolução dos problemas de sobrecarga. Este fato é refletido adequadamente pelo cálculo e classificação dos fatores de sensibilidade, já que um grupo menor de dispositivos do sistema terá sensibilidades com valores maiores.

É importante mencionar que os resultados do cálculo das sensibilidades, em algumas ocasiões, são influenciados pela proximidade da barra de referência do sistema à linha sobrecarregada. Nessas circunstâncias, equipamentos não adequados para efetuar as ações corretivas serão identificados pelos fatores de sensibilidade. A

origem deste problema está na pequena distância elétrica entre a barra de referência e a linha sobrecarregada, pois a inversão da matriz L_c é influenciada. Esse problema pode ser contornado com a mudança da posição da barra de referência para outra barra do sistema. Uma explicação detalhada do fenômeno, assim como da metodologia a seguir para superar o problema, pode ser encontrada em Hoji (2011).

3.3 Definição das ações corretivas para o alívio da condição de sobrecarga

Nesta etapa da metodologia são definidas as alterações para as magnitudes das tensões das barras, as variações nos suportes de potência reativa em barras com compensação shunt e/ou as variações nas posições dos taps dos transformadores dos dispositivos selecionados na etapa anterior, de modo a aliviar a sobrecarga da forma mais econômica possível e com o menor desvio do ponto de operação inicial (ocorrência da sobrecarga).

As variações para os parâmetros dos dispositivos, que atuam nas ações corretivas, são definidas por meio da resolução do modelo de programação linear descrito pela expressão (3.15), o qual minimiza o produto entre o custo total do serviço de suporte de reativos fornecido pelos dispositivos da coalizão (S) avaliada e o desvio do ponto de operação corrente do sistema. Utilizar esse produto na formulação da função objetivo do modelo permite definir ações corretivas que considerem um menor número de dispositivos. Uma vez que o objetivo de otimização é mais restritivo, pois considera aspectos técnicos e econômicos. Além disso, a alteração dos parâmetros de um número grande de dispositivos, nas ações corretivas, poderia não ser realizável na operação real dos sistemas de potência, por diversas circunstâncias.

As variações dos parâmetros dos equipamentos são delimitadas dentro de uma faixa que permite manter a linearidade dos efeitos das ações de controle (pequenas variações em torno do ponto de operação corrente). Este percentual de variação permissível é calculado empiricamente observando a qualidade das respostas do modelo (porcentagem de alívio da sobrecarga e custo de execução da ação corretiva) quando avaliada a grande coalizão, ou seja, aquela que considera a atuação de todos

os equipamentos selecionados pela análise de sensibilidades. Esta faixa deve ser definida para cada sistema de potência e para cada condição de operação analisada (HOJI, 2011).

$$\min z = C_{Total}[S] \cdot \sum_{i=1}^n (|\Delta V_i| + |\Delta Q_i| + |\Delta a_i|) \quad (3.15)$$

s.a.

$$\begin{aligned} V_i^{min} - V_i^0 &\leq \Delta V_i \leq V_i^{max} - V_i^0 && \text{Para todas as barras} \\ Q_i^{min} - Q_i^0 &\leq \Delta Q_i \leq Q_i^{max} - Q_i^0 && \text{Para todas as barras com geração de MVar} \\ a_i^{min} - a_i^0 &\leq \Delta a_i \leq a_i^{max} - a_i^0 && \text{Para todos os transformadores} \\ Q_{jk}^{min} - Q_{jk}^0 &\leq \Delta Q_{jk} \leq Q_{jk}^{max} - Q_{jk}^0 && \text{Para todas as linhas e transformadores} \end{aligned}$$

sendo:

- $C_{Total}[S]$ Custo total máximo do serviço de suporte reativo fornecido pelos dispositivos que atuam na coalizão S avaliada, valorado por meio da tarifa definida para remunerar o alívio da sobrecarga;
- ΔV_i Variação de tensão na barra i ;
- ΔQ_i Variação no suporte de reativos fornecido pelo dispositivo conectado a uma barra i ;
- Δa_i Variação no tap de um transformador i ;
- ΔQ_{jk} Variação no fluxo reativo de uma linha $j-k$.

O primeiro termo da função objetivo, do modelo de programação linear apresentado, representa o máximo custo total do serviço de suporte de potência reativa fornecido pelos dispositivos que compõem a coalizão. Este termo adota valores diferentes para cada coalizão, porém durante a resolução do modelo apresenta valor constante, sendo assim, a função objetivo não constitui uma multiplicação de variáveis. O termo é calculado por meio da multiplicação dos suportes reativos fornecidos pelos dispositivos, quando seus parâmetros são ajustados no limite de variação que permite manter a linearidade dos efeitos das ações de controle, e o valor da tarifa definida para

a remuneração do serviço fornecido. E é minimizado cada vez que o modelo de programação linear é resolvido.

O primeiro termo da somatória na função objetivo está relacionado às ações corretivas realizadas com geradores, compensadores síncronos e geradores distribuídos, as quais são efetuadas por meio de variações nas tensões terminais desses equipamentos. A segunda componente refere-se à atuação dos compensadores shunt, cujo controle está relacionado com o montante de reativos fornecido ou absorvido pelos dispositivos. A terceira componente está relacionada com a atuação dos transformadores cujo controle é realizado variando a posição dos seus taps.

As restrições impostas ao problema garantem que nenhum outro parâmetro do sistema seja violado após a realização das ações corretivas. Assim, as variações de tensão em todas as barras do sistema são limitadas de maneira a respeitar os limites, mínimo e máximo, definidos pelo operador. Nas barras onde existem equipamentos com capacidade para gerar ou consumir reativos os limites devem ser respeitados; os taps dos transformadores estão limitados à faixa de variação permitida para a relação de transformação. Finalmente, as variações nos fluxos reativos das linhas devem ser tais que levem todas as linhas a operarem abaixo de seus limites máximos de carregamento.

3.4 Valoração e remuneração do serviço de suporte reativo fornecido para aliviar a condição de sobrecarga

A estrutura econômica dos mercados de potência reativa, na atualidade, não está completamente definida. Assim, para comercializar o serviço de suporte de potência reativa se tem utilizado, nos mercados liberalizados, diversos mecanismos financeiros. Uma revisão da estrutura de alguns desses mercados, em ambientes desregulamentados, e os mecanismos adotados para remunerar o serviço de suporte reativo pode ser consultada em Rabiee, Shayanfar e Amjady (2009). No caso do Brasil

foi adotada a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA)¹, definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 2010), como instrumento de remuneração do serviço, sendo remuneradas, por meio desta tarifa, apenas aquelas unidades que operam como compensadores síncronos. Em vista da não existência de um mercado de reativos estabelecido no Brasil, adotou-se no presente trabalho o valor da TSA para valorar o serviço de suporte reativo fornecido para o alívio das sobrecargas.

Desta forma, o custo associado à execução das ações corretivas é determinado com base nos resultados obtidos pelo cálculo do fluxo de potência após a simulação das ações de controle e corresponde à multiplicação do valor da TSA vigente e o suporte total de potência reativa fornecida pelos dispositivos selecionados por meio da análise de sensibilidade.

Definir um mecanismo para remunerar o serviço de suporte de potência reativa constitui um grande desafio, uma vez que o custo do serviço pode-se incrementar como consequência da aparição do poder de mercado originado pelo caráter local dos efeitos do controle de potência reativa nos sistemas de potência (CARERI et al., 2010; ZHONG et al., 2004; ZHONG; BHATTACHARYA, 2002). O mecanismo a ser definido deve permitir remunerar equitativamente o serviço prestado, além de oferecer incentivos suficientes para que os agentes o forneçam.

No intuito de resolver este problema, Hoji (2011) propôs a aplicação da teoria de jogos cooperativos na determinação dos pagamentos pelo serviço de suporte de potência reativa fornecido para aliviar a condição de sobrecarga. Na referência, a teoria também foi aplicada como parte da metodologia de definição das ações de controle. A seguir são apresentados os detalhes de aplicação da teoria de jogos cooperativos na resolução de sobrecargas no presente trabalho.

¹ Valor vigente para TSA é de R\$ 4.44/MVAr. Resolução homologatoria nº 1097, de 14 de dezembro de 2010.

3.4.1 Teoria de jogos cooperativos

A teoria de jogos cooperativos vem sendo amplamente aplicada na resolução de problemas nos sistemas elétricos de potência (CONTRERAS, 2002; HOJI, 2011; LIMA; CONTRERAS; PADILHA-FELTRIN, 2008; LIN; YU; CHUNG, 2005; SILVA; MORALES; MELO, 2001; YANG; SHI; DUAN, 2003; ZIMA-BOCKARJOVA et al., 2010). Esta teoria busca resolver problemas por meio da atuação conjunta de jogadores (agentes que atuam estrategicamente) e distribuir os benefícios obtidos, pela solução do problema, proporcionalmente a sua participação.

A aplicação da teoria de jogos cooperativos requer a definição de alguns elementos, que podem ser identificados no problema tratado. Assim, por exemplo, os dispositivos selecionados para atuar nas ações corretivas (identificados pelos fatores de sensibilidade) são os jogadores; as regras do jogo são definidas pelas restrições de segurança a serem atendidas após a execução das ações corretivas, as restrições na execução de procedimentos empregados tradicionalmente para aliviar sobrecargas e pelas regras particulares de cada estrutura de mercado; o resultado do jogo constitui a eliminação da condição de sobrecarga, e a divisão dos benefícios obtidos pela eliminação desta. A seguir são apresentadas as regras propostas por Hoji (2011) para modelar o problema do alívio de sobrecargas como um jogo cooperativo e que foram empregadas no presente trabalho.

- A atuação dos dispositivos está limitada ao fornecimento de suporte de potência reativa ou à alteração da posição dos seus taps. O redespacho de potência ativa está proibido, salvo aquele necessário para compensar as variações nas perdas do sistema pela execução da ação de controle.
- Não é permitido alterar as demandas do sistema.
- Os jogadores devem ser agrupados em coalizões com as quais ações corretivas serão simuladas. A melhor ação corretiva será identificada por meio da avaliação dos resultados das simulações, considerando critérios técnicos ou econômicos.

- As ações corretivas definidas devem respeitar os limites operacionais dos dispositivos e os limites de segurança estabelecidos para a operação segura do SEP.
- A função característica das coalizões será determinada a partir dos resultados da valoração do serviço prestado pelos membros da coalizão.
- A remuneração dos dispositivos que atuam na ação de controle será determinada por meio da aplicação dos conceitos de solução Core, Nucleolus e valor Shapley.

Resolver sobrecargas por meio da aplicação da teoria de jogos cooperativos requer a conformação de todas as possíveis combinações, coalizões, (ver numeral 3.3), entre os equipamentos selecionados para eliminar a sobrecarga. Na constituição das coalizões, os jogadores, assumidos inteligentes e racionais, devem respeitar as condições definidas pelas expressões (3.16 a 3.18). Considere $S = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$ como o conjunto de m coalizões possíveis de se compor com os equipamentos selecionados para atuar nas ações corretivas.

$$S_j \neq \emptyset, \quad j = 1, \dots, m \quad (3.16)$$

$$S_i \cap S_j = \emptyset, \quad i \neq j \quad (3.17)$$

$$\cup S_j = N, \quad (3.18)$$

sendo:

N Grande coalizão.

A primeira condição, expressão (3.16), expressa a necessidade de ter pelo menos um jogador em cada coalizão constituída. A segunda condição, expressão (3.17), indica que um jogador não pode estabelecer acordos com outros jogadores que não sejam parte da sua coalizão e finalmente a terceira condição, expressão (3.18), indica que a união de todas as coalizões constitui a grande coalizão, a qual no caso do problema estudado corresponde ao total de equipamentos selecionados pela análise de sensibilidades.

Além das condições que governam a conformação das coalizões, o jogo deve ter superaditividade, definida pela expressão (3.19), esta condição garante que o resultado do jogo para a grande coalizão é coletivamente racional, ou seja, os benefícios totais recebidos pelos jogadores são sempre tanto quanto eles receberiam se atuassem individualmente.

$$v(S \cup T) \geq v(s) + v(T); \quad S, T \subseteq N; S \cap T = \emptyset \quad (3.19)$$

sendo:

v Benefício obtido pela coalizão.

Por outra parte o vetor de pagamentos, benefícios obtidos pelos jogadores, deve respeitar a racionalidade coletiva, ou seja, a soma dos benefícios recebidos por cada membro da coalizão deve ser igual ao benefício total da coalizão, expressão (3.20), e à racionalidade individual que indica que um jogador participara da coalizão se os benefícios são iguais ou maiores daqueles que obteria atuando individualmente, expressão (3.21).

$$v(N) = \sum_{i=1}^n X_i \quad (3.20)$$

$$X_i \geq v(\{i\}); \forall i \in N \quad (3.21)$$

Resolver um jogo cooperativo exige determinar a potencialidade de cada uma das coalizões e a fortaleza de cada jogador, dentro delas. Desta forma é verificada a existência de sinergia entre os dispositivos. A potencialidade de cada coalizão para resolver o problema fica caracterizada por meio do conceito da função característica. Este conceito, introduzido por Von Neumann e Morgenstern, caracteriza o maior benefício que os membros de uma coalizão podem obter sem considerar a ajuda de outros jogadores que não pertencem à coalizão (HOJI, 2011). A função característica descreve as preferências, benefícios, dos jogadores e durante o jogo ela tenta ser maximizada. A avaliação das potencialidades das coalizões é favorecida, pois um número menor de equipamentos do sistema apresenta efeitos que permitem reduzir o fluxo de potência reativa no circuito em condição de sobrecarga. A função característica

vem definida pelo custo (valoração) da ação corretiva, o qual adota valor igual a zero se a coalizão avaliada não consegue eliminar a sobrecarga.

Nesta etapa da metodologia é possível selecionar a ação de controle com menor custo de execução ou aquela que apresenta melhores resultados técnicos. Finalmente, a aplicação dos conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos permite definir os pagamentos, considerando a participação dos equipamentos.

3.4.1.1 Conceito de solução – Core

Por meio desse conceito é caracterizado o conjunto convexo de vetores de pagamento que atendem as definições de racionalidade coletiva, expressão (3.20), racionalidade individual, expressão (3.21), e racionalidade coalizional, expressão (3.22) (GILLIES, 1959), ou seja, permite conhecer todas as possíveis redistribuições dos benefícios. Sendo assim, o conceito permite medir a estabilidade das coalizões, porém ele não possibilita distinguir a melhor distribuição dos benefícios.

$$\sum X_i \geq v(S); \forall i \in S, S \subset N \quad (3.22)$$

Os Jogos que possuem Core satisfazem as condições de racionalidade das coalizões. Por outra parte, jogos sem Core não conseguirão atender os requisitos de todas as coalizões, ou seja, existirão equipamentos que tem interesse em formar outras coalizões, pois nelas poderiam obter maiores benefícios.

3.4.1.2 Conceito de solução – Valor Shapley

Este conceito fornece um único vetor de pagamento, definido pela expressão (3.23). Por meio desta expressão é calculada a contribuição média do jogador i à grande coalizão, levando em consideração a aleatoriedade, por meio da expressão (3.24), na ordem de ingresso dos jogadores para formar a grande coalizão. O conceito

permite efetuar uma divisão justa dos benefícios. Porém, ele não reflete as possibilidades reais de cada jogador.

$$x_i = \sum_{\forall S | i \in S} Pn(S)[v(S \cup \{i\}) - v(S)] \quad (3.23)$$

$$Pn(S) = \frac{|S|! (n - |S|! - 1)!}{n!} \quad (3.24)$$

sendo:

- n Número de jogadores que conformam a grande coalizão;
- $|S|$ Número de jogadores da coalizão S.

O vetor de pagamentos calculado com a expressão (3.23) deve obedecer aos seguintes axiomas:

- Renomear os jogadores não muda o valor do jogo. Se $v(S \cup \{i\}) = v(S \cup \{j\})$ para toda coalizão S que não contenha i e j , então $x_i = x_j$;
- Existe racionalidade coletiva;
- Se $v(S - \{i\}) = v(S)$, então $x_i = 0$. Ou seja, se um jogador i não aumenta o valor da coalizão, ele recebe pagamento igual a zero.
- Se x e y são os valores Shapley para os jogos v e $\bar{v}$, então o valor Shapley do jogo $v + \bar{v}$ é dado por $x + y$.

3.4.1.3 Conceito de solução – Nucleolus

Este conceito busca minimizar a insatisfação dos membros da coalizão S em relação a um vetor de pagamentos. A expressão (3.25) é empregada para medir a insatisfação em relação a um vetor de pagamentos x correspondente à coalizão S. Assim, é necessário encontrar o vetor de pagamentos que consegue minimizar o máximo excesso $e(S, \bar{x}) = v(S)$ sobre todas as coalizões S de maneira a atender os critérios de racionalidade coletiva.

$$e(S, \bar{x}) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \quad (3.25)$$

sendo:

- $v(S)$ Valor da coalizão S ;
 x_i Pagamento do jogador i .

4 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações computacionais efetuadas para avaliar a eficácia das ações corretivas definidas conforme a metodologia descrita no capítulo três. As ações corretivas, simuladas em diversos cenários de operação, consideram a utilização do suporte reativo fornecido por geradores distribuídos (GDs) e buscam evidenciar os efeitos técnicos e econômicos que estas medidas corretivas teriam nos sistemas elétricos de potência reais.

O sistema teste padrão de 118 barras do IEEE, mostrado na Figura 6, cujos dados estão disponíveis em <<http://www.ee.washington.edu>>, foi utilizado para simular as ações corretivas, uma vez que este sistema apresenta características e comportamento similar a sistemas reais de grande porte. O sistema foi dividido em três áreas de interconexão (LIANG; ABUR, 2006), nas quais a disposição das barras de carga, consideradas como possíveis pontos de conexão das unidades de geração distribuída, é apresentada no Quadro 1.

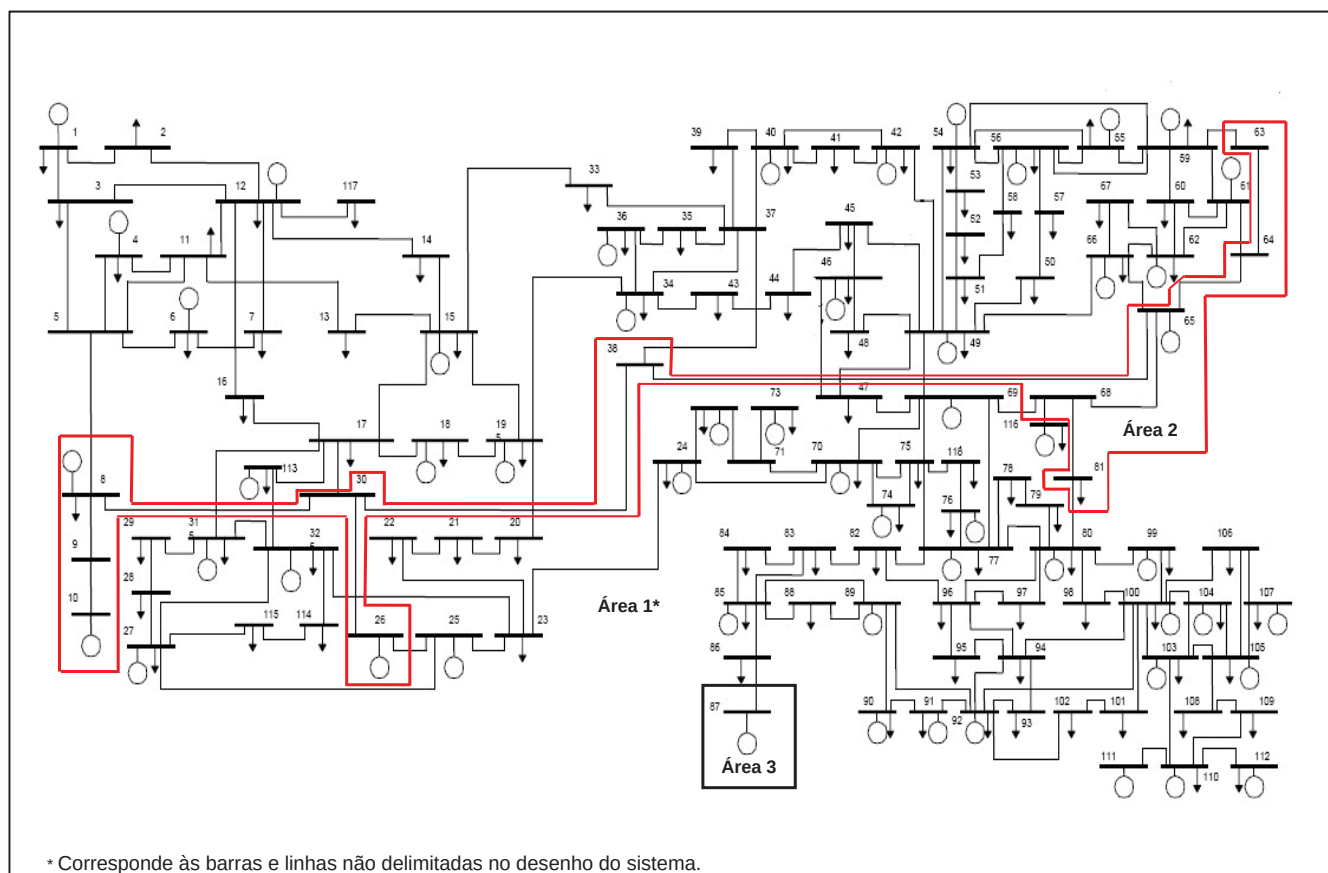
Quadro 1: Disposição das barras PQ por áreas no sistema IEEE-118

Área 1								Área 2	Área 3
2	17	35	48	67	86	101	118	9	87
3	20	37	50	71	88	102	---	30	---
5	21	39	51	75	93	106	---	38	---
7	22	41	52	78	94	108	---	63	---
11	23	43	53	79	95	109	---	64	---
13	28	44	57	82	96	114	---	68	---
14	29	45	58	83	97	115	---	81	---
16	33	47	60	84	98	117	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No decorrer do texto são empregados os termos centralizado(s) e centralizada(s) para se referir aos equipamentos que não constituem geradores distribuídos, ou às ações corretivas que os consideram.

Figura 6 - Sistema teste IEEE-118 barras



Nas simulações realizadas, os suportes de potência reativa dos geradores distribuídos alocados em diversas barras do sistema foram alterados de modo a permitir a avaliação do comportamento do fluxo de potência reativa nos circuitos sobrecarregados. Os cenários simulados foram os seguintes:

- Atuação individual de unidades distribuídas que operam com baixos fatores de potência;
- Atuação coordenada entre unidades distribuídas que operam com diferentes fatores de potência;
- Atuação conjunta de unidades distribuídas e recursos convencionais com capacidade para controlar reativos.

A capacidade dos geradores distribuídos para atuar no alívio de sobrecargas foi analisada a partir dos resultados do cálculo da distribuição dos fluxos de potência no sistema em cada um dos cenários definidos. Em todos os cenários foi considerada, na definição das ações corretivas, uma faixa de variação de 1% para as variáveis de controle afetadas de forma a tornar possível a comparação de casos equivalentes. Assim, o custo da ação corretiva e o desvio do sistema do ponto de operação inicial foram minimizados quando as variáveis ficaram dentro dessa faixa.

A partir das condições originais de topologia, demanda, níveis de geração e fornecimento de reativos do sistema estudado, a simulação da ocorrência, simultânea, de um aumento inesperado de 187,0 MW da demanda na barra 16, e o desligamento da linha que interliga as barras 23 e 24 produz um fluxo de potência ativa e reativa na linha de interconexão entre as barras 68 e 65 de 146,7 MW e -53,7 MVar, respectivamente. O limite operacional definido para esta linha é de 150,0 MVA, estas condições de operação definem uma sobrecarga de 104,1% levando o sistema a operar em estado de emergência. As condições de operação dos dispositivos centralizados para o controle de reativos do sistema durante a ocorrência da sobrecarga são mostradas nos Quadros 2, 3 e 4.

No Quadro 2 são apresentadas as condições operacionais dos geradores centralizados durante a condição de sobrecarga. Na primeira e sexta colunas são indicadas as barras nas quais estão conectas estas unidades. A segunda e sétima colunas contêm os despachos de potência ativa e a terceira e oitava colunas a geração

de potência reativa. Os fatores de potência são indicados na quarta e nona colunas. Finalmente, as tensões nas barras de conexão destas unidades são apresentadas na quinta e décima colunas.

Quadro 2: Condições operacionais das unidades geradoras centralizas durante a sobrecarga

Unidades geradoras da área 1									
NumBar	Pg (MW)	Qg(MVAr)	FP	Vsc(p.u.)	NumBar	Pg (MW)	Qg(MVAr)	FP	Vsc(p.u.)
12	85,0	120,00	0,5780	0,985	66	392,0	-2,83	-0,9990	1,050
25	220,0	42,80	0,9816	1,050	69	735,0	-85,62	-0,9933	1,035
31	7,0	33,06	0,2071	0,967	80	477,0	112,14	0,9735	1,040
46	19,0	1,89	0,9951	1,005	89	607,0	-13,71	-0,9997	1,005
49	204,0	141,28	0,8221	1,025	100	252,0	109,31	0,9174	1,017
54	48,0	3,66	0,9971	0,955	103	40,0	40,00	0,7071	1,001
59	155,0	76,98	0,8956	0,985	111	36,0	-1,84	-0,9987	0,980
61	160,0	-40,35	-0,9696	0,995	---	---	---	---	---
Unidades geradoras da área 2					Unidades geradoras da área 3				
NumBar	Pg (MW)	Qg(MVAr)	FP	Vsc(p.u.)	NumBar	Pg (MW)	Qg(MVAr)	FP	Vsc(p.u.)
10	450,0	-51,04	-0,9936	1,050	87	4,0	11,02	0,3412	1,015
26	314,0	15,03	0,9989	1,015	---	---	---	---	---
65	391,0	129,81	0,9491	1,005	---	---	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

O Quadro 3 contém informações da posição dos taps dos transformadores, com tap variável, no momento de ocorrência da sobrecarga. A faixa de variação permissível para a modificação do tap desses equipamentos é de ± 0.1 p.u. Na primeira e terceira colunas são indicados os códigos para a identificação dos equipamentos e na segunda e quarta colunas a posição do tap do transformador.

Quadro 3: Posição dos taps dos transformadores durante a sobrecarga

Trafo	Pos. Tap	Trafo	Pos. Tap
T 8-5	0,985	T 64-61	0,985
T 26-25	0,960	T 65-66	0,935
T 30-17	0,960	T 68-69	0,935
T 38-37	0,935	T 81-80	0,935
T 63-59	0,960	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No Quadro 4 são apresentadas as condições operacionais dos compensadores síncronos. Sendo para cada equipamento indicadas a barra de conexão ao sistema na primeira e sexta colunas, o limite mínimo de geração de reativos na segunda e sétima colunas, o limite máximo de geração de reativos na terceira e oitava colunas, o suporte reativo fornecido na quarta e nona colunas, e finalmente, a tensão nas barras de conexão na quinta e décima colunas.

Quadro 4: Condições operacionais dos compensadores síncronos durante a sobrecarga

NumBar	Qn(MVAr)	Qm(MVAr)	Qg(MVAr)	Vsc(p.u.)	NumBar	Qn(MVAr)	Qm(MVAr)	Qg(MVAr)	Vsc(p.u.)
Compensadores síncronos da Área 1									
1	-5,0	15,0	2,1	0,955	73	-100,0	100,0	9,7	0,991
4	-300,0	300,0	-10,8	0,998	74	-6,0	9,0	-5,1	0,958
6	-13,0	50,0	26,8	0,990	76	-8,0	23,0	5,2	0,943
15	-10,0	30,0	16,2	0,970	77	-20,0	70,0	11,9	1,006
18	-16,0	50,0	31,6	0,973	85	-8,0	23,0	-5,8	0,985
19	-8,0	24,0	-8,0	0,963	90	-300,0	300,0	59,3	0,985
24	-300,0	300,0	1,5	0,992	91	-100,0	100,0	-15,4	0,98
27	-300,0	300,0	1,7	0,968	92	-3,0	9,0	0,6	0,993
32	-14,0	42,0	-14,0	0,965	99	-100,0	100,0	-17,5	1,010
34	-8,0	24,0	13,9	0,986	104	-8,0	23,0	5,7	0,971
36	-8,0	24,0	0,7	0,980	105	-8,0	23,0	-8	0,966
40	-300,0	300,0	26,9	0,970	107	-200,0	200,0	5,7	0,952
42	-300,0	300,0	50,2	0,985	110	-8,0	23,0	4,9	0,973
55	-8,0	23,0	4,7	0,952	112	-100,0	1000,0	41,5	0,975
56	-8,0	15,0	-2,3	0,954	113	-100,0	200,0	16,7	0,993
62	-20,0	20,0	1,2	0,998	116	-999,0	1000,0	50,1	1,005
70	-10,0	32,0	12,3	0,984	Compensador síncronos da área 2				
72	-100,0	100,0	-11,0	0,980	8	-300,0	300,0	84,4	1,015

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Nas condições operacionais descritas, foram definidas e simuladas ações corretivas que modificaram o suporte de potência reativa nos geradores distribuídos alocados no sistema. A capacidade nominal assumida para estas unidades foi de 50 MVA e o modo de operação para regular a tensão da barra de conexão a fator de potência constante. Os resultados das simulações são apresentados a seguir.

4.1 Atuação individual de geradores distribuídos no alívio da sobrecarga

O primeiro cenário simulado para avaliar a capacidade das unidades de geração distribuída no alívio ou eliminação da sobrecarga na linha 68-65, por meio do fornecimento do serviço de suporte reativo, considerou que existem unidades distribuídas em todas as barras de carga (barras tipo PQ) da área 2 do sistema teste, uma vez que a linha sobrecarregada está localizada nessa área. Nas ações corretivas estas unidades operaram individualmente com fator de potência liberado até 0,80, de forma a permitir maior fornecimento de reativos ao sistema. No Quadro 5 são apresentados os fatores de sensibilidade desses equipamentos com relação à linha em condição de sobrecarga e a posição no ranking de mérito ocupado pelas unidades.

Quadro 5: Fatores de sensibilidade dos geradores distribuídos alocados na área 2 do sistema IEEE-118 com relação à linha sobrecarregada

Barra conexão GD	Fator de sensibilidade	Posição no ranking
68	0,8460	1
81	0,7809	2
64	-0,0573	5
63	-0,0501	6
09	----	----
30	----	----
38	----	----

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No cálculo das sensibilidades apresentadas considerou-se a barra 82 como referência angular do sistema e foi mantida nos demais cálculos a serem apresentados. Em Hoji (2011), demonstrou-se que a barra 69, referência original do sistema, afeta os resultados do cálculo dos fatores de sensibilidade, devido à proximidade elétrica desta barra à linha em condição de sobrecarga.

No Quadro 6 são apresentadas as ações corretivas simuladas as quais contemplam a atuação individual dos geradores distribuídos, alocados na área 2, operando com fator de potência de 0,80. Na primeira coluna é apresentada a barra

onde foi alocado o GD; na segunda coluna, a geração de potência ativa assumida para a operação da unidade. Na terceira e quarta colunas, são indicados os valores da tensão na barra de conexão no momento de ocorrência da sobrecarga e após a simulação da ação de controle, respectivamente. Os efeitos das ações corretivas sobre os fluxos ativo, reativo e aparente assim como o carregamento resultante da linha 68-65 são indicados nas quatro últimas colunas do quadro. Na última linha do quadro as condições de carregamento na linha 68-65 durante a sobrecarga são indicadas.

Quadro 6: Ações corretivas que consideram os geradores distribuídos alocados na área 2 do sistema teste atuando com fator de potência 0,80

Barra conexão GD	Geração (MW)	Tensão sobrecarga (p.u.)	Tensão após AC (p.u.)	P ₆₈₋₆₅ (MW)	Q ₆₈₋₆₅ (MVar)	S ₆₈₋₆₅ (MVA)	% Carga
68	40	1,003	1,004	146,8	-48,5	154,6	103,07
81	40	0,997	1,001	146,8	-50,5	155,2	103,50
64	40	0,984	0,980	146,8	-53,7	156,3	104,21
63	40	0,969	0,963	146,8	-53,7	156,3	104,21
9	40	1,043	1,048	146,8	-53,7	156,3	104,21
30	40	0,981	0,986	146,7	-53,7	156,2	104,15
38	40	0,953	0,959	146,7	-53,7	156,2	104,15
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga				146,7	-53,7	156,2	104,15

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Os resultados apresentados confirmam as informações fornecidas pelos fatores de sensibilidade, indicando que os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 seriam os equipamentos com melhor desempenho, quando efetuadas ações para reduzir o fluxo de potência reativa da linha que interconecta as barras 68 e 65 do sistema teste. Além disso, os geradores distribuídos indicados no Quadro 5 sem valor de sensibilidade ou com valores insignificantes não tiveram efeito considerável no comportamento do fluxo de potência reativa da linha em condição de sobrecarga.

Pode-se observar que nenhum dos geradores distribuídos é capaz de eliminar a sobrecarga atuando individualmente. O máximo alívio que pode ser obtido com a atuação de uma única unidade distribuída foi de 1%, e ocorreu quando a ação corretiva foi realizada com o gerador distribuído conectado à barra 68. A capacidade reduzida

dos geradores distribuídos para fornecer reativos ao sistema influencia o desempenho desses equipamentos no alívio da sobrecarga.

4.2 Atuação conjunta de geradores distribuídos no alívio da sobrecarga

A simulação de ações corretivas que consideram geradores distribuídos atuando individualmente para eliminar a sobrecarga demonstrou as limitações destes dispositivos para resolver o problema. No entanto, permitiu conhecer as barras onde o serviço de suporte (injeção) de potência reativa tem maior influência no comportamento do fluxo reativo da linha em condição de sobrecarga.

Tendo em vista que os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 foram os equipamentos mais eficazes atuando individualmente, o fornecimento simultâneo de potência reativa com eles foi analisado neste cenário. Além de aliviar a sobrecarga, a atuação simultânea busca melhorar o fator de potência com o qual estas unidades operam após a realização das ações corretivas, uma vez que fatores de potência de 0,80 não seriam permissíveis durante a operação real. No caso do Brasil, as condições impostas pelo operador do sistema interligado para o funcionamento destes geradores, quando conectados na rede de transmissão, exigem um fator de potência superior a 0,90 sobreexcitado e 0,95 subexcitado atuando à potência nominal (BRASIL, 2009).

Nesse sentido, foram simuladas ações corretivas nas quais as unidades GD-68 e GD-81 operam simultaneamente e com diferentes fatores de potência, conforme indicado no Quadro 7. A denominação dada a cada cenário simulado é apresentada na primeira coluna do Quadro. Na segunda coluna estão indicados os geradores distribuídos que efetuaram a ação de controle. As colunas seguintes contêm, respectivamente, a geração de potência ativa e os limites, mínimo e máximo, de fornecimento de reativos definidos para as unidades. Finalmente, o fator de potência permitido para a operação é apresentado na última coluna, sendo que as setas indicam a possível atuação em condição de subexcitação (↓) o sobreexcitação (↑).

Quadro 7: Cenários de operação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81

Cenários	Barra de conexão dos GDs	Geração (MW)	Limites reativos (MVar)		Fator de potência permissível
			Min.	Max.	
Cenário 1	68	49	-10	10	0,98 ↑↓
	81	49	-10	10	0,98 ↑↓
Cenário 2	68	47	-16	16	0,95 ↑↓
	81	47	-16	16	0,95 ↑↓
Cenário 3	68	45	-22	22	0,90 ↑↓
	81	45	-22	22	0,90 ↑↓
Cenário 4	68	40	-30	30	0,80 ↑↓
	81	40	-30	30	0,80 ↑↓

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No Quadro 8, são apresentados os rankings de sensibilidade para cada cenário de operação definido pelas condições operacionais especificadas no Quadro 7. Em cada ranking são indicados os números das barras às quais estão conectados os geradores e os fatores de sensibilidade calculados. Neste quadro pode-se observar que, apesar da pequena variação nos valores dos fatores de sensibilidade, a ordem de classificação dos dispositivos permanece inalterada.

Quadro 8: Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada quando considerada a operação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81

Cenário/ Classif	Cenário 1 FP=0,98↑↓		Cenário 2 FP=0,95↑↓		Cenário 3 FP=0,90↑↓		Cenário 4 FP=0,80↑↓	
	Barra	Sensib	Barra	Sensib	Barra	Sensib	Barra	Sensib
1	68	0,8456	68	0,8451	68	0,8448	68	0,8416
2	116	0,8429	116	0,8424	116	0,8421	116	0,8406
3	81	0,7861	81	0,7841	81	0,783	81	0,7781
4	65	-0,0843	65	-0,0847	65	-0,0849	65	-0,0861
5	61	-0,0446	61	-0,045	61	-0,0452	61	-0,0465
6	62	-0,038	62	-0,0384	62	-0,0386	62	-0,0398

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

As condições operacionais nas barras de conexão dos geradores distribuídos GD-68 e GD-81 e na linha sobrecarregada após as ações de controle são apresentadas

no Quadro 9. Essas condições ilustram o desempenho dos geradores distribuídos no alívio da sobrecarga, quando o seu fornecimento de reativos é simultâneo. Na primeira e segunda colunas, do Quadro 9, são indicados os cenários e os geradores distribuídos utilizados nas ações de controle. As tensões em condição de sobrecarga (V_{sc}) e após a simulação da ação corretiva (V_{ac}) estão indicadas na terceira e quarta colunas, respectivamente. O suporte reativo fornecido por cada unidade como medida corretiva está indicado na quinta coluna. Os fluxos ativo, reativo, aparente e o carregamento resultante na linha 68-65, após a atuação dos geradores distribuídos, são indicados nas quatro últimas colunas do quadro. Finalmente, na última linha as condições de carregamento na linha 68-65 durante a sobrecarga são indicadas.

Quadro 9: Ações corretivas que consideram os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 atuando coordenadamente com diferentes fatores de potência

Cenário	GD(s)	V _{sc} (p.u.)	V _{ac} (p.u.)	Q _g (MVar)	P ₆₈₋₆₅ (MW)	Q ₆₈₋₆₅ (MVar)	S ₆₈₋₆₅ (MVA)	% Carga
Cenário1 0,98 ↑	GD-68	1,003	1,004	10	146,8	-50,9	155,4	103,58
	GD-81	0,997	0,999	10				
Cenário2 0,95 ↑	GD-68	1,003	1,004	16	146,8	-49,2	154,8	103,22
	GD-81	0,997	0,999	16				
Cenário3 0,90 ↑	GD-68	1,003	1,004	22	146,9	-47,5	154,4	102,93
	GD-81	0,997	1,000	22				
Cenário4 0,80 ↑	GD-68	1,003	1,005	30	146,9	-45,3	153,7	102,48
	GD-81	0,997	1,002	30				
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga					146,7	-53,7	156,22	104,15

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Pode-se observar, nos cenários 1 e 2, que a atuação das unidades com fator de potência elevado não afeta significativamente o fluxo reativo da linha sobrecarregada, uma vez que o fornecimento de potência reativa ao sistema, nestas condições, é mínimo. Porém, o alívio obtido é maior do que quando as unidades atuam individualmente. No cenário 4, o carregamento resultante é de 102,48% sendo este menor do que o carregamento resultante das ações corretivas que consideraram a atuação individual dos geradores alocados nas barras 68 (103,07 %) ou 81 (103,50 %).

Além disso, pode-se observar que a redução do fluxo de potência reativa da linha sobrecarregada é maior quanto menor o fator de potência permissível para a operação dos geradores distribuídos. É importante mencionar que a liberação do fator de potência considerou a utilização da capacidade nominal das unidades.

A atuação conjunta dos geradores distribuídos nas ações corretivas simuladas não forneceu o suporte reativo suficiente para solucionar o problema de sobrecarga. Evidenciou-se, portanto, a necessidade de apoio dos recursos de compensação centralizados para a eliminação da sobrecarga. Essa condição é avaliada a seguir.

4.3 Atuação coordenada entre geradores distribuídos e recursos centralizados para o controle de reativos no alívio da sobrecarga

Para avaliar o desempenho coordenado das unidades distribuídas GD-68 e GD-81 com os recursos centralizados para o controle de potência reativa foram definidos os seguintes quatro casos de estudo:

- Atuação do GD-68 com restrição de fator de potência superior a 0,98;
- Atuação do GD-81 com restrição de fator de potência superior a 0,98;
- Atuação conjunta dos GDs alocados nas barras 68 e 81 com diferentes fatores de potência;
- Atuação dos GDs alocados nas barras 68 e 81 em cenários com déficit de recursos centralizados para o controle de potência reativa.

4.3.1 Atuação do gerador distribuído alocado na barra 68 operando com fator de potência superior a 0,98

Um primeiro teste consiste na simulação da operação coordenada do gerador distribuído alocado na barra 68, restringido a atuar com fator de potência superior a 0,98, e os recursos centralizados para o controle de reativos. O ranking de fatores de sensibilidade nestas condições de operação é apresentado no Quadro 10.

Quadro 10: Fatores de sensibilidade em relação à linha sobrecarregada considerando a conexão de um gerador distribuído na barra 68

Fatores de sensibilidade para barras			Fatores de sensibilidade para trafos		
Classif	Dispositivo	Sensibilidade	Classif	Dispositivo	Sensibilidade
1	GD-68	0,8487	1	T81-80	4,693
2	GC-116	0,8443	2	T68-69	2,7334
3	GC-69	0,5929	3	T65-66	-1,7017
4	GC-65	-0,0831	---	---	---
5	GC-61	-0,0434	---	---	---
6	GC-62	-0,0368	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Os fatores de sensibilidade identificam nove equipamentos com os quais ações de controle podem ser efetuadas para reduzir o fluxo de potência reativa na linha em condição de sobrecarga. O gerador distribuído alocado na barra 68 é indicado como o equipamento, com capacidade para fornecer potência reativa, mais efetivo. A partir dessas informações, por meio do modelo de otimização linear apresentado na expressão (3.15), foram avaliadas 511 (2^9-1) possíveis combinações entre estes dispositivos, encontrando-se quatro ações de controle que consideraram a atuação do gerador distribuído, alocado na barra 68, e outras quatro que resolveram o problema de forma centralizada, ou seja, sem utilizar este gerador.

As quatro ações de controle que consideram o gerador distribuído alocado na barra 68 são apresentadas no Quadro 11, no qual são indicados os ajustes definidos para os parâmetros de controle dos dispositivos utilizados, os efeitos nas grandezas do sistema e o custo pelo desvio do sistema do ponto de operação inicial. As ações são identificadas na primeira coluna do quadro por AC-1, AC-2, AC-3 e AC-4, respectivamente. Na segunda coluna, são indicados os dispositivos que atuaram no alívio ou eliminação da sobrecarga na linha 68-65, sendo que as siglas GD designam os geradores distribuídos, GC os geradores centralizados e T os transformadores. Na terceira e quarta colunas, são indicados os valores da magnitude de tensão nas barras de conexão dos equipamentos de compensação reativa, na condição de sobrecarga e após a simulação da ação corretiva, respectivamente. Na quinta e sexta colunas, estão indicadas as posições dos taps dos transformadores durante a sobrecarga e após a

simulação da ação de controle, respectivamente. Na sétima, oitava e nona colunas são apresentadas a geração de potência ativa, reativa e o fator de potência das unidades após a simulação da ação corretiva. As condições finais de carregamento da linha 68-65 são apresentadas nas próximas quatro colunas. Na última coluna é apresentado o custo de desvio do sistema pela execução da ação de controle, que é o valor adotado pela função objetivo quando resolvido o modelo de otimização linear apresentado na expressão (3.15).

Quadro 11: Ações de controle considerando a atuação conjunta dos recursos centralizados para o controle de reativos e o GD-68 com $FP \geq 0,98$

Iden. AC	Recurso atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVar)	FP AC	P_{68-65} (MW)	Q_{68-65} (MVar)	S_{68-65} (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-1	GD-68	1,003	1,006	--	--	49,9	-2,0	0,9991↓	146,9	-37,0	151,5	100,99	402,89
	GC-116	1,005	1,009	--	--	--	82,6	--					
AC-2	GD-68	1,003	1,006	--	--	49,8	4,0	0,9968↑	147,0	-37,0	151,6	101,06	376,32
	GC-116	1,005	1,008	--	--	--	57,6	---					
	T81-80	--	--	0,935	0,944	--	--	--					
AC-3	GD-68	1,003	1,006	--	--	49,4	-7,8	0,9878↓	146,7	-36,9	151,3	100,85	336,23
	GC-116	1,005	1,008	--	--	--	57,6	---					
	T68-69	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
AC-4	GD-68	1,003	1,006	--	--	50,0	-1,7	0,9994↓	146,7	-36,9	151,3	100,85	309,66
	GC-116	1,005	1,007	--	--	--	32,7	---					
	T81-80	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
	T68-69	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	----

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No Quadro 11 pode-se observar que as quatro ações de controle conseguiram aliviar consideravelmente a sobrecarga da linha 68-65, mas não eliminá-la. A última ação de controle designada como AC-4 foi a mais eficiente, pois apresentou maior porcentagem de alívio e um menor custo de desvio do sistema, quando comparado com as outras ações apresentadas. O menor custo de desvio do sistema da AC-4 se deve à

diminuição do suporte reativo fornecido pelo compensador síncrono alocado na barra 116, sendo o gerador distribuído conectado na barra 68 fundamental neste resultado.

Para efetuar a AC-4, são necessárias, além da atuação do gerador distribuído GD-68, alterações nos parâmetros de controle do compensador síncrono alocado na barra 116 e dos transformadores T81-80 (barra controlada 81) e T68-69 (barra controlada 68), pertencentes ao grupo de equipamentos centralizados. O efeito, da ação AC-4, no fluxo de potência reativa da linha 68-65 foi a redução de -53,7 MVar a -36,9 MVar.

As ações corretivas apresentadas conseguiram um alívio considerável da sobrecarga na linha que interconecta as barras 68 e 65, uma vez que o maior erro introduzido pela abordagem linear foi de 1,1%. Este erro faz que o carregamento final seja maior que o limite definido para a operação da linha 68-65 em 1,6 MVA. Contudo, o erro é bastante pequeno e torna aceitáveis as soluções propostas. A origem deste erro está na variação do fluxo de potência ativa na linha sobrecarregada devido à execução das ações corretivas a qual foi desconsiderada na formulação do modelo de otimização linear, além da precisão do algoritmo de fluxo de potência empregado para simular as ações corretivas.

Sendo assim, as soluções propostas podem ser adotadas e o serviço de suporte reativo fornecido pode ser remunerado, devendo os benefícios obtidos ser divididos entre os dispositivos participantes. Para isso, é necessário determinar a melhor ação de controle e calcular a função característica, a partir do custo do suporte de reativos fornecido pelos dispositivos, para cada sub-coalizão.

A valoração do serviço fornecido em cada uma das ações de controle analisadas é apresentada no Quadro 12. Na primeira coluna são apresentados os dispositivos selecionados pela análise de sensibilidades. Na segunda coluna, os suportes reativos desses dispositivos durante a sobrecarga. Nas colunas seguintes, para cada ação de controle, são apresentados o suporte reativo fornecido pelos dispositivos após a execução da ação de controle e a valoração deste serviço, respectivamente. Finalmente, o custo total de execução da ação de controle é indicado na última linha do quadro.

Quadro 12: Valoração das ações de controle que consideram a atuação conjunta do GD-68 e os recursos centralizados para o controle de reativos

Recur.	SC	AC-1		AC-2		AC-3		AC-4	
Reat. Selec.	Qgsc (MVA _r)	Qgac (MVA _r)	Qgac *TSA (R\$)	Qgac (MVA _r)	Qgac *TSA (R\$)	Qgac (MVA _r)	Qgac *TSA (R\$)	Qgac (MVA _r)	Qgac *TSA (R\$)
GD-68	0,0	-2,0	8,92	4,0	17,83	-7,8	34,50	-1,7	7,74
GC-116	50,1	82,6	366,62	57,6	255,79	57,6	255,79	32,7	145,18
GC-69	-85,6	-93,7	415,94	-93,7	416,12	-65,0	288,73	-65,1	288,91
GC-65	129,8	112,9	501,05	112,9	501,10	112,8	500,88	112,8	500,92
GC-61	-40,4	-40,4	179,15	-40,4	179,15	-40,4	179,15	-40,4	179,15
GC-62	1,2	1,2	5,27	1,2	5,27	1,2	5,27	1,2	5,27
T66-65	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T68-69	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T81-80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Custo Total (R\$)		1476,96		1375,26		1264,32		1127,18	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

A ação de controle de menor custo de execução é a AC-4, uma vez que os suportes de potência reativa nas barras 68, 116 e 69 são menores do que as outras ações apresentadas. Sendo assim, essa ação é escolhida e os dispositivos que conformam a coalizão são remunerados com base nos resultados do processamento do algoritmo de fluxo de potência e a aplicação dos conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos. Para repartir os benefícios, os quatro equipamentos são considerados uma grande coalizão e todas as possíveis combinações entre eles são qualificadas por meio da sua função característica, conforme apresentado no Quadro 13. Na primeira coluna desse quadro são apresentadas as coalizões possíveis de se constituir com os equipamentos que atuam na ação de controle selecionada para aliviar o problema de sobrecarga da linha 68-65. Na segunda coluna é indicado se a coalizão é capaz de resolver o problema de sobrecarga. Se a coalizão consegue resolver o problema, então, na terceira e quarta colunas são apresentados os suportes reativos após a simulação da ação de controle dos equipamentos que formam a coalizão e a valoração desse serviço, respectivamente. Na última coluna apresenta-se o valor da função característica da coalizão, sendo que foi atribuído valor igual a zero para as coalizões que são incapazes de resolver o problema.

Quadro 13: Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle mais eficiente que considera o GD-68

Possíveis coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Qgac (MVar)	Qgac *TSA (R\$)	V(s) (R\$)
GD-68	Não	---	---	0,00
GC-116	Não	---	---	0,00
T81-80	Não	---	---	0,00
T68-69	Não	---	---	0,00
GD-68	Sim	-2,01	8,92	375,54
GC-116		82,57	366,62	
GD-68	Não	---	---	0,00
T81-80		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,00
T68-69		---	---	
GC-116	Não	---	---	0,00
T81-80		---	---	
GC-116	Não	---	---	0,00
T68-69		---	---	
T81-80	Não	---	---	0,00
T68-69		---	---	
GD-68	Sim	4,02	17,85	273,64
GC-116		57,61	255,79	
T81-80		---	---	
GD-68	Sim	-7,77	34,50	290,29
GC-116		57,61	255,79	
T68-69		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,00
T81-80		---	---	
T68-69		---	---	
GC-116	Não	---	---	0,00
T81-80		---	---	
T68-69		---	---	
GD-68	Sim	-1,74	7,73	152,92
GC-116		32,70	145,19	
T81-80		---	---	
T68-69		----	---	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Determinada a potencialidade de cada sub-coalizão no alívio da sobrecarga, o jogo pode ser resolvido aplicando os conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos. Os resultados obtidos pela aplicação destes conceitos são apresentados no Quadro 14. Neste quadro são apresentadas as remunerações calculadas para os membros da coalizão por meio da aplicação dos conceitos de solução Nucleolus e valor Shapley. Assim, na primeira coluna estão indicados os equipamentos remunerados e na segunda e terceira colunas os pagamentos calculados com cada um dos conceitos.

Quadro 14: Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle mais eficiente que considera o GD-68

Dispositivos da coalizão	Conceito de solução: Nucleolus	Conceito de solução: valor Shapley
GD-68	-76,46	-116,52
GC-116	-76,46	-116,52
T81-80	0,0	42,8
T68-69	0,0	37,3

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

O jogo analisado não possui Core devido à existência de coalizões instáveis, ou seja, coalizões nas quais os dispositivos aumentariam seus benefícios pelo alívio da sobrecarga. Nos resultados apresentados no Quadro 14 pode-se observar que o Nucleolus e o valor Shapley definem pagamentos iguais para os geradores GD-68, distribuído, e GC-116, centralizado, refletindo o fato de que nenhum deles é capaz de solucionar o problema atuando individualmente, porém a combinação deles consegue o objetivo. O valor Shapley penaliza a menor eficiência dos transformadores T81-80 e T68-60 no alívio da sobrecarga definindo para estes dois equipamentos pagamentos positivos, ou seja, estes equipamentos teriam que compensar economicamente aos outros dois dispositivos que formam a coalizão. O conceito de solução Nucleolus também penaliza estes dispositivos, mas atribuindo pagamento nulo para eles, desta forma este conceito torna-se o critério mais justo para repartir os benefícios obtidos pela coalizão.

4.3.2 Atuação do gerador distribuído alocado na barra 81 operando com fator de potência superior a 0,98

Em um segundo teste, a operação coordenada dos recursos centralizados para o controle de reativos do sistema e o gerador distribuído alocado na barra 81, restringido a operar com fator de potência superior a 0,98, foi simulada. O ranking de fatores de sensibilidade nas condições de operação indicadas é apresentado no Quadro 15.

Quadro 15: Fatores de sensibilidade em relação a linha sobrecarregada considerando a conexão de um gerador distribuído na barra 81

Fatores de sensibilidade para barras			Fatores de sensibilidade para trafos		
Classif	Dispositivo	Sensibilidade	Classif	Dispositivo	Sensibilidade
1	GC-116	0,8443	1	T81-80	4,693
2	GD-81	0,7904	2	T68-69	2,7334
3	GC-69	0,5929	3	T65-66	-1,7017
4	GC-65	-0,0831	---	---	---
5	GC-61	-0,0434	---	---	---
6	GC-62	-0,0368	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Por meio dos fatores de sensibilidade, são identificados nove equipamentos com os quais ações corretivas, para reduzir o fluxo de potência reativa na linha sobrecarregada, podem ser efetuadas. Entre esses dispositivos, o gerador distribuído conectado na barra 81 é indicado como o segundo equipamento, com capacidade para fornecer suporte de potência reativa, mais efetivo. Com os dispositivos identificados, o processo de otimização foi executado para avaliar cada uma das possíveis combinações entre estes nove equipamentos (2^9-1), sendo encontrada uma ação de controle que eliminou a sobrecarga e outras três que a aliviaram. Essas ações de controle empregaram o gerador distribuído, conectado na barra 81, e os recursos centralizados. Os resultados das simulações são apresentados no Quadro 16, sendo que a organização das informações nesse quadro é a mesma descrita previamente para o Quadro 11.

Quadro 16: Ações de controle considerando a atuação conjunta dos recursos centralizados para o controle de reativos e o GD-81 com $FP \geq 0,98$

Iden. AC	Recurso atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVar)	FP AC	P68-65 (MW)	Q68-65 (MVar)	S68-65 (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-1	GD-81	0,997	0,998	--	--	49,0	-10,0	0,980↓	147,0	-29,1	149,9	99,90	111,51
	GC-116	1,005	1,011	--	--	--	101,2	---					
AC-2	GD-81	0,997	1,002	--	--	49,0	-10,0	0,980↓	147,0	-30,2	150,1	100,05	108,13
	GC-116	1,005	1,010	--	--	--	80,3	---					
	T81-80	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
AC-3	GD-81	0,997	1,002	--	--	49,0	-10,0	0,980↓	146,7	-33,4	150,5	100,30	85,81
	GC-116	1,005	1,008	--	--	--	43,5	---					
	T81-80	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
	T68-69	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
AC-4	GD-81	0,997	0,998	--	--	49,0	-9,3	0,999↓	146,7	-32,3	150,2	100,14	89,19
	GC-116	1,005	1,009	--	--	--	64,0	---					
	T68-69	--	--	0,935	0,944	--	--	---					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

A primeira ação de controle, denominada de AC-1, elimina a sobrecarga da linha 68-65 resultando em um valor de carregamento de 99,90%. As outras ações de controle, denominadas de AC-2, AC-3 e AC-4, aliviaram a sobrecarga, mas não conseguiram eliminá-la. Estas ações utilizaram, além das unidades empregadas na AC-1, a modificação da posição dos taps das unidades transformadoras T81-80 e T68-69, segundo apresentado no Quadro 16. Ainda nesse quadro, observam-se menores custos de desvio do sistema para as ações de controle AC-3 e AC-4, devido ao menor suporte reativo fornecido pela unidade centralizada GC-116.

Tecnicamente, a ação de controle AC-1 compensou a tensão da barra 68 de 1,003 p.u., em condição de sobrecarga, a 1,007 p.u., após a realização da ação de controle. Esta regulação da tensão teve como efeito a redução no fluxo de potência reativa da linha 68-65 de -53,7 MVar a -29,1 MVar. Para conseguir esta condição de operação, foi necessária a atuação das unidades GC-116, centralizada, e GD-81,

distribuída, com os parâmetros de controle ajustados nos valores indicados na terceira coluna do Quadro 16. A atuação do gerador distribuído alocado na barra 81 foi fundamental, pois o GC-116 não é capaz de eliminar a sobrecarga atuando isoladamente. Além do indicado, a atuação do gerador distribuído nas ações AC-2, AC-3 e AC-4 permitiu reduzir o suporte reativo fornecido pelo GC-116.

Supostamente, as ações AC-2, AC-3 e AC-4 deveriam eliminar a sobrecarga, uma vez que os geradores utilizados na AC-1 são também empregados. Porém, isto não acontece, pois existe interferência dos efeitos do suporte reativo fornecimento para aliviar a condição de sobrecarga. Este fenômeno foi estudado por meio de novas simulações computacionais e os resultados são apresentados na seção 4.3.3.

No pior caso analisado (AC-3), as ações corretivas determinadas pela execução do processo de otimização levaram o carregamento da linha 68-65 a 100,30%. Assim, apesar das ações corretivas definidas não serem capazes de eliminar a sobrecarga, o alívio obtido é considerável, sendo que o erro introduzido em consequência da abordagem linear e da precisão do algoritmo de fluxo de potência utilizado nos cálculos é de 0,3%.

As valorações do serviço de suporte reativo fornecido em cada uma das quatro ações de controle que consideraram o gerador distribuído alocado na barra 81 são apresentadas a seguir no Quadro 17. A disposição das informações, nesse quadro, é a mesma definida para o Quadro 12.

Quadro 17: Valoração das ações de controle que consideram a atuação conjunta do GD-81 e os recursos centralizados para o controle de reativos

Recur.	SC	AC-1		AC-2		AC-3		AC-4	
Reat.	Qgsc	Qgac	Qgac *TSA	Qgac	Qgac *TSA	Qgac	Qgac *TSA	Qgac	Qgac *TSA
Selec.	(MVar)	(MVar)	(R\$)	(MVar)	(R\$)	(MVar)	(R\$)	(MVar)	(R\$)
GC-116	50,1	101,2	449,15	80,3	356,54	43,5	193,36	64,0	284,23
GD-81	0,0	-10,0	44,40	-10,0	44,40	-10,0	44,40	-9,3	41,38
GC-69	-85,6	-97,4	432,54	-97,0	430,46	-66,7	296,19	-67,2	298,41
GC-65	129,8	104,9	465,89	106,0	470,60	109,3	485,16	108,1	480,10
GC-61	-40,4	-40,4	179,15	-40,4	179,15	-40,4	179,15	-40,4	179,15
GC-62	1,2	1,2	5,26	1,2	5,26	1,2	5,27	1,2	5,27
T66-65	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T68-69	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T81-80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Custo Total (R\$)		1576,40		1486,41		1203,53		1288,54	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Uma vez que a ação de controle AC-1 é a única que consegue eliminar a condição de sobrecarga, os benefícios obtidos pela sua execução devem ser distribuídos entre os dois dispositivos que atuam. Para isto estes equipamentos são considerados como uma grande coalizão. A qualificação da potencialidade das possíveis coalizões dos dispositivos por meio da função característica é apresentada no Quadro 18.

Quadro 18: Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle mais efetiva que considera o GD-81

Possíveis coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Qg (MVar)	Qg *TSA (R\$)	V(s) (R\$)
GD-81	Não	---	---	0,0
GC-116	Não	---	---	0,0
GD-81	Sim	-10,00	44,40	493,55
GC-116		101,16	449,15	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Caracterizada a potencialidade de cada equipamento na solução do problema de sobrecarga o jogo pode ser resolvido aplicando os conceitos de solução da teoria de

jogos cooperativos. Os resultados dos cálculos destes conceitos são apresentados a seguir nos Quadros 19 e 20. No Quadro 19 considera-se na primeira coluna o equacionamento de racionalidade dos jogadores (equipamentos) que conformam a coalizão e na segunda coluna o resultado da resolução deste equacionamento. O Quadro 20 apresenta distribuição das informações similar à indicada no Quadro 14.

Quadro 19: Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle mais efetiva que considera o GD-81 por meio do conceito Core

Conceito de solução: Core	
$X(\text{GD81}) \geq 0,00$; $X(\text{GC116}) \geq 0,00$; $X(\text{GD81}) + X(\text{GC116}) = 493,55$	Jogo possui Core

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 20: Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle mais efetiva que considera o GD-81

Dispositivos da coalizão	Conceito de solução: Nucleolus	Conceito de solução: valor Shapley
GD-81	-246,775	-246,775
GC-116	-246,775	-246,775

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Os resultados apresentados no Quadro 19 mostram que as condições de racionalidade dos dispositivos integrantes da coalizão são satisfeitas, uma vez que o jogo possui Core não vazio, ou seja, os jogadores, dispositivos que atuam na ação corretiva, estarão satisfeitos com os pagamentos definidos. Os pagamentos calculados pelos conceitos Nucleolus e Valor Shapley, apresentados no Quadro 20, são similares e refletem o fato de que nenhum dos dispositivos consegue resolver o problema atuando individualmente, assim os benefícios são repartidos equitativamente.

4.3.3 Atuação conjunta dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 operando com diversos fatores de potência e os recursos centralizados para o controle de reativos

A atuação conjunta dos recursos centralizados para o controle de reativos no sistema teste e os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 foi avaliada em

diferentes cenários, definidos pelos fatores de potência permissíveis para operação dos GDs. O ranking de fatores de sensibilidade considerando a alocação dos geradores distribuídos no sistema é apresentado no Quadro 21.

Quadro 21: Fatores de sensibilidade em relação à linha sobrecarregada considerando a conexão de geradores distribuídos nas barras 68 e 81

Fatores de sensibilidade de barras			Fatores de sensibilidade de trafos		
Classif	Dispositivo	Sensib.	Classif	Dispositivo	Sensib.
1	GD-68	0,8487	1	T81-80	4,693
2	GC-116	0,8443	2	T68-69	2,7334
3	GD-81	0,7904	3	T65-66	-1,7017
4	GC-65	-0,0831	---	---	---
5	GC-61	-0,0434	---	---	---
6	GC-62	-0,0368	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Entre os nove equipamentos identificados pelos fatores de sensibilidade, os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 são indicados, respectivamente, como o primeiro e o terceiro dispositivos mais efetivos na redução do fluxo de potência reativa na linha sobrecarregada. No primeiro cenário foi avaliada a atuação simultânea dos recursos centralizados para o controle de reativos e os geradores distribuídos, GD-68 e GD-81, restringidos a operar com fatores de potência superiores a 0,98. Nessas condições de operação, por meio do modelo de otimização linear foram definidas as ações corretivas indicadas no Quadro 22. A organização da informação nesse quadro é similar à do Quadro 11.

As ações apresentadas consideram preferencialmente a alteração dos parâmetros de controle dos dispositivos centralizados. Isto reflete a maior capacidade desses equipamentos para fornecer o serviço de suporte reativo. De forma contrária, os geradores distribuídos, GD-68 e GD-81, atuando com fator de potência elevado tiveram a sua capacidade de fornecimento de suporte de potência reativa limitada e, conseqüentemente, foram menos eficientes no alívio da sobrecarga.

Quadro 22: Ações de controle considerando a atuação simultânea dos recursos centralizados para o controle de reativos e os GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$

Iden. AC	Recurso Atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVar)	FP AC	P68-65 (MW)	Q68-65 (MVar)	S68-65 (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-1	GC-116	1,005	1,009	---	---	---	58,2	---	146,8	-30,9	150,0	100,0	86,03
	GD-81	0,997	1,002	---	---	49,0	-10,0	0,980↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	--	--	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	--	--	---					
AC-2	GC-116	1,005	1,010	---	---	---	79,0	---	146,8	-29,8	149,8	99,9	86,62
	GD-81	0,997	0,998	---	---	49,0	-10,0	0,980↓					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-3	GC-116	1,005	1,010	---	---	---	87,228	---	147,0	-31,9	150,4	100,3	106,57
	GD-81	0,997	1,002	---	---	49,0	-10,0	0,980↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-4	GC-116	1,005	1,011	---	---	---	108,28	---	147,0	-30,9	150,2	100,1	107,16
	GD-81	0,997	0,998	---	---	49,0	-10,0	0,980↓					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

O gerador distribuído alocado na barra 81 foi considerado nas quatro ações de controle apresentadas, apesar da sua maior distância elétrica em relação à linha sobrecarregada. O suporte de reativos fornecido, por esta unidade em todas as ações, atingiu o seu máximo limite de sub-excitação (-10 MVar), sendo este insuficiente nas ações AC-1 e AC-3 nas quais a tensão da barra 81 devia ser mantida em 0,998 p.u., mas a perda da capacidade para controlar o consumo de reativos fez com que ela ficasse em 1,002 p.u. Este modo de atuação que é contrario a indicação do fator de sensibilidade reflete a superposição dos efeitos das alterações dos parâmetros de controle dos outros equipamentos atuados nas ações corretivas.

O gerador distribuído conectado na barra 68 foi desconsiderado nas soluções, devido ao fato de que mesmo possuindo efeito no fluxo de potência reativa da linha em condição de sobrecarga, e sendo ele indicado, pelos fatores de sensibilidade, como o mais efetivo para realizar as ações de controle, sua participação foi menos efetiva do

que as ações efetuadas com os outros recursos selecionados. Esta menor efetividade para resolver o problema deve-se à superposição dos efeitos originados pelas alterações dos parâmetros de controle dos equipamentos, que acompanham este gerador nas ações de controle verificadas, as quais terminam levando o gerador distribuído a operar fora dos seus limites reativos sem conseguir eliminar a sobrecarga.

As ações de controle apresentadas no Quadro 22 não são eficientes uma vez que utilizam inadequadamente o suporte reativo das unidades distribuídas alocadas no sistema teste. Sendo assim, a valoração destas ações não é de interesse. Ações que constituem ótimos globais para a resolução do problema de sobrecarga estudado e que consideram individualmente o gerador distribuído alocado na barra 68 ou o na barra 81 atuando simultaneamente com os recursos centralizados para o controle de reativos foram apresentadas nas seções 4.3.1 e 4.3.2.

Novas simulações foram efetuadas para avaliar o comportamento do modelo de programação linear, expressão (3.15), quando ocorrem problemas de superposição dos efeitos originados pelas alterações dos parâmetros de controle dos equipamentos atuados nas ações corretivas. Os cenários simulados consideram a atuação dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 com fatores de potência de 0,95, e 0,90. Os resultados destas simulações são apresentados no Quadro 23. A disposição das informações, neste quadro, é a mesma definida para o Quadro 11.

Quadro 23: Ações de controle considerando a atuação simultânea dos recursos centralizados para o controle de reativos e os GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,95$ e $0,90$

Iden. AC	Recurso Atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVar)	FP AC	P68-65 (MW)	Q68-65 (MVar)	S68-65 (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-1	GD-68	1,003	1,007	---	---	47,0	-16,0	0,946↓	146,7	-31,5	150,0	100,0	163,4
	GC-116	1,005	1,010	---	---	---	85,8	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-2	GD-68	1,003	1,007	---	---	47,0	-16,0	0,946↓	147,0	-32,5	150,5	100,4	194,5
	GC-116	1,005	1,011	---	---	---	114,9	---					
AC-3	GD-68	1,003	1,006	---	---	45,0	-22,0	0,898↓	146,7	-36,6	151,2	100,8	265,5
	T81-80	---	---	0,935	0,937	---	---	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-4	GD-68	1,003	1,006	---	---	45,0	-22,0	0,898↓	146,7	-36,6	151,2	100,8	265,6
	GC-116	1,005	1,009	---	---	---	81,2	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-5	GD-68	1,003	1,006	---	---	45,0	-18,3	0,926↓	146,9	-37,0	151,5	101,0	312,0
	GC-116	1,005	1,010	---	---	---	107,6	---					
	T81-80	---	---	0,935	0,937	---	---	---					
AC-6	GD-68	1,003	1,006	---	---	47,0	-18,3	0,931↓	146,9	-37,0	151,5	101,0	312,1
	GC-116	1,005	1,01	---	---	---	107,6	---					
	GC-116	1,005	1,009	---	---	---	82,6	---					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Da mesma forma do acontecido no caso anterior, a atuação simultânea dos geradores distribuídos não conseguiu resolver o problema, pois além da sua menor capacidade para fornecer suporte de potência reativa ocorre uma superposição dos efeitos dos suportes de potência reativa fornecidos. Esta superposição foi evidenciada de melhor forma com a liberação dos fatores de potência de ambas as unidades.

Com a liberação dos fatores de potência, o gerador distribuído conectado na barra 68 participou de todas as combinações apresentadas no Quadro 23. Isto reflete que sua capacidade para fornecer o serviço de suporte reativo foi melhorada em virtude da permissão para ele operar com menores fatores de potência. Porém, o suporte de

reativos fornecido, por esta unidade em todas as ações simuladas, foi empregado para consumir reativos do sistema. Esta forma de operar é contrária à indicação do seu fator de sensibilidade. O gerador alocado na barra 81 não foi considerado nas ações corretivas, devido a que a liberação dos fatores de potência torna o gerador GD-68 mais eficiente.

A atuação conjunta de geradores distribuídos eletricamente próximos, cujos fatores de sensibilidade indicam realizar a mesma ação corretiva, como nos casos apresentados, onde os suportes reativos dos dois geradores devem ser incrementados pode criar uma interferência nos efeitos da compensação de potência reativa fornecida. Esse comportamento é uma resposta natural do sistema, que busca manter as tensões especificadas nas barras de geração (tipo PV) e que pode sobrepor os efeitos da ação corretiva realizada. Assim, às vezes pode ser necessário reduzir o suporte reativo de uma barra, mesmo que ela possua fator de sensibilidade positivo, devido a que as tensões de barras próximas, foram incrementadas ou diminuídas, segundo a ação de controle efetuada. Esta resposta dependerá da configuração e das características físicas do sistema analisado.

Os resultados das simulações demonstram que a atuação conjunta dos geradores distribuídos, GD-68 e GD-81, e os recursos centralizados para o controle de reativos permite eliminar ou aliviar a sobrecarga, mas as soluções encontradas não envolvem o uso simultâneo dos geradores. Isto decorre da existência de equipamentos centralizados com maior capacidade técnica e eficiência econômica, além, da superposição dos efeitos da compensação reativa fornecida pelas duas unidades para a resolução do problema.

4.3.4 Atuação dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 em cenários com déficit de recursos centralizados para o controle de reativos

O desempenho dos geradores distribuídos no alívio da sobrecarga na linha de interconexão entre as barras 68 e 65 em situações nas quais os geradores centralizados estão impossibilitados de atuar no controle de reativos do sistema é avaliado nesta seção. Os casos simulados consideraram a desativação do controle da tensão nas barras 65 e 116 e a restrição de fator de potência superior a 0,98 para os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81. A desativação do controle da tensão nas barras é equivalente, nos cálculos elétricos, a retirar esta capacidade nas unidades centralizadas alocadas nessas barras.

Nas condições de operação descritas, foram calculados fatores de sensibilidade para identificar os equipamentos com maior influência no fluxo de potência reativa na linha sobrecarregada. O ranking de mérito dos equipamentos selecionados é apresentado no Quadro 24.

Quadro 24: Fatores de sensibilidade em relação à linha sobrecarregada em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos e disponibilidade de suporte reativo nos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81

Fatores de sensibilidade para barras			Fatores de sensibilidade para trafos		
Classif	Dispositivo	Sensibilidade	Classif	Dispositivo	Sensibilidade
1	GC-68	0,8487	1	T81-80	4,693
2	GD-81	0,7904	2	T68-69	2,7334
3	GC-69	0,5929	3	T65-66	-1,7017
4	GC-61	-0,0434	---	---	---
5	GC-62	-0,0368	---	---	---
6	GC-59	-0,023	---	---	---

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Os fatores de sensibilidade identificaram nove dispositivos com os quais as ações corretivas podem ser efetuadas. No ranking, os geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 aparecem no primeiro e segundo lugar, respectivamente. Estas posições refletem a proximidade elétrica destes dispositivos à linha sobrecarregada.

As unidades centralizadas selecionadas apresentam menores valores para as sensibilidades de barra uma vez que elas se encontram afastadas eletricamente da linha sobrecarregada, por exemplo, a unidade GC-59. Para avaliar a efetividade das 511 (2^9-1) possíveis combinações desses dispositivos, o processo de otimização foi efetuado, e foram encontradas 13 ações corretivas que resolvem o problema de forma centralizada e outras 12 que consideram a atuação dos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81 na resolução do problema. Essas ações são apresentadas a seguir no Quadro 25.

Quadro 25: Ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 1)

Iden, AC	Recurso atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVAR)	FP AC	P ₆₈₋₆₅ (MW)	Q ₆₈₋₆₅ (MVAR)	S ₆₈₋₆₅ (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-1	GD-68	1,003	1,004	---	---	49,0	8,5	0,9846↑	146,7	-32,7	150,3	100,20	75,30
	GC-69	1,035	1,036	---	---	735,2	-82,0	0,9986↓					
	GC-61	0,995	0,991	---	---	160,0	-65,2	0,9261↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-2	GD-68	1,003	1,008	---	---	49,0	8,1	0,9867↑	145,5	-34,7	149,6	99,72	360,80
	GD-81	0,997	1,001	---	---	49,0	8,4	0,9856↑					
	GC-69	1,035	1,045	---	---	735,2	-42,5	0,9983↓					
	GC-61	0,995	0,988	---	---	160,0	-84,6	0,8840↓					
	GC-62	0,998	0,996	---	---	0,0	19,2	---					
AC-3	GD-68	1,003	1,004	---	---	49,0	9,0	0,9835↑	146,8	-35,4	151,0	100,67	62,70
	GD-81	0,997	1,000	---	---	49,0	-9,0	0,9835↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-4	GD-68	1,003	1,009	---	---	49,0	9,0	0,9835↑	146,0	-37,8	150,8	100,54	269,87
	GD-81	0,997	1,003	---	---	49,0	-9,0	0,9835↓					
	GC-69	1,035	1,042	---	---	734,9	-61,7	0,9965↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-5	GD-81	0,997	1,002	---	---	49,0	-9,0	0,9835↓	146,5	-34,1	150,4	100,28	297,79
	GC-61	0,995	0,985	---	---	160,0	-57,4	0,9414↓					
	GC-62	0,998	0,989	---	---	0,0	-2,6	---					
	GC-59	0,985	0,975	---	---	155,0	55,6	0,9412↑					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-6	GD-68	1,003	1,005	---	---	49,0	9,0	0,9835↑	146,1	-33	149,8	99,85	122,44
	GD-81	0,997	0,999	---	---	49,0	7,9	0,9872↑					
	GC-69	1,035	1,040	---	---	735,1	-61,6	0,9965↓					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	----

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 25: Ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 2)

Iden, AC	Recurso atuado	Vsc (p.u.)	Vac (p.u.)	Tap SC	Tap AC	Pg (MW)	Qg (MVar)	FP AC	P ₆₈₋₆₅ (MW)	Q ₆₈₋₆₅ (MVar)	S ₆₈₋₆₅ (MVA)	% Carga	Valor F.O.
AC-7	GD-81	0,997	0,998	---	---	49,0	3,1	0,9980↑	146,6	-34,9	150,7	100,46	48,03
	GC-62	0,998	0,994	---	---	0,0	-18,7	---					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-8	GD-68	1,003	1,008	---	---	49,0	-9,0	0,9835↓	146,2	-39,2	151,4	100,91	199,35
	GD-81	0,997	1,001	---	---	49,0	9,0	0,9835↑					
	GC-69	1,035	1,039	---	---	735,0	-48,4	0,9978↓					
	T68-69	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
AC-9	GD-68	1,003	1,005	---	---	49,0	9,0	0,9835↑	145,6	-32,9	149,3	99,51	115,54
	GC-69	1,035	1,043	---	---	735,1	-44,7	0,9982↓					
	T81-80	---	---	0,935	0,936	---	---	---					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-10	GD-68	1,003	1,005	---	---	49,0	8,7	0,9846↑	145,4	-32,6	149,0	99,34	123,82
	GC-69	1,035	1,044	---	---	735,1	-39,2	0,9986↓					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-11	GD-68	1,003	1,004	---	---	49,0	8,3	0,9861↑	146,5	-32,9	150,1	100,10	72,04
	GC-69	1,035	1,036	---	---	735,2	-82,0	0,9938↓					
	GC-59	0,985	0,977	---	---	155,0	45,6	0,9594↑					
	T81-80	---	---	0,935	0,944	---	---	---					
	T65-66	---	---	0,935	0,926	---	---	---					
AC-12	GD-68	1,003	1,008	---	---	49,0	9,0	0,9835↑	145,2	-34,6	149,3	99,51	345,07
	GD-81	0,997	1,001	---	---	49,0	7,8	0,9874↑					
	GC-69	1,035	1,045	---	---	735,2	-42,9	0,9983↓					
	GC-61	0,995	0,993	---	---	160,0	-38,5	0,9723↓					
	GC-59	0,985	0,975	---	---	155,0	38,3	0,9708↓					
Fluxos de potência e carregamento da linha 68-65 durante a sobrecarga.									146,7	-53,7	156,22	104,15	----

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Dependendo da localização, da capacidade de fornecimento de reativos e do fator de potência permitido para a operação dos geradores distribuídos, é possível, com

o auxílio de transformadores, eliminar a sobrecarga no sistema de transmissão sem a necessidade de utilizar geradores ou compensadores síncronos.

As ações corretivas identificadas como AC-2, AC-6, AC-9, AC-10 e AC-12 permitem eliminar a sobrecarga e as restantes conseguem aliviá-la, atingindo valores aceitáveis de carregamento para a operação da linha 68-65, sendo, no pior dos casos (AC-8), de 100,91%. A AC-10 é a ação mais efetiva, pois define um novo carregamento de 99,34% para a linha 68-65, esta redução, no carregamento, se deve à diminuição do fluxo de potência reativa de -53,7 MVar a -32,6 MVar. Essa ação de controle regula as tensões nas barras de envio (68) e recepção (65) da linha sobrecarregada em 1,005 p.u. e 1,003 p.u., respectivamente. Esta regulação é conseguida pela participação do gerador distribuído alocado na barra 68 fornecendo 8,7 MVar, o gerador centralizado conectado na barra 69 consumindo -39,2 MVar e o transformador T65-66 com a posição do seu tap ajustada em 0,926.

No exemplo apresentado, foram selecionados nove dispositivos para a resolução do problema. No entanto, nas ações corretivas propostas pela execução do processo de otimização, é possível verificar que alguns equipamentos são preferidos devido a sua maior eficiência e economia. Nesse sentido, dependendo dos dispositivos utilizados no alívio do sistema, os custos das ações corretivas podem variar consideravelmente. No Quadro 25, a maioria das ações de controle apresentadas, exceto a AC-5 e AC-7, consideram o gerador distribuído alocado na barra 68 no fornecimento de suporte de potência reativa, muitas vezes até sua máxima capacidade de sobreexcitação, que foi definida em 9 MVar. A preferência por esse gerador se deve à sua melhor localização a respeito da linha sobrecarregada.

A eliminação da sobrecarga por meio das ações de controle AC-2, AC-6 e AC-12 e o alívio obtido com as ações AC-3, AC-4 e AC-8 se devem, em parte, ao suporte de potência reativa fornecido simultaneamente pelos geradores distribuídos alocados nas barras 68 e 81. Essa condição de fornecimento simultâneo não era factível quando os recursos centralizados de compensação de potência reativa, GC-116 e GC-65, estavam disponíveis, pois a interferência dos efeitos dos controles do fornecimento de reativos, dada à proximidade elétrica entre essas unidades e os geradores distribuídos, forçava as unidades distribuídas a operar fora de seus limites de fornecimento de potência

reativa violando as restrições operacionais definidas no modelo de programação linear apresentado na expressão (3.15).

Dependendo das condições operacionais no sistema de potência, os dispositivos menos eficientes, seja devido à menor capacidade para o fornecimento de reativos ou a uma alocação distante do problema de sobrecarga podem se tornar eficientes se coordenados adequadamente os suportes de potência reativa por eles fornecidos.

Neste exemplo, a desativação do controle da tensão nas barras 65 e 116 permitiu a atuação de dispositivos menos eficientes, como os geradores distribuídos. No entanto, a combinação deles nas ações corretivas permitiu gerenciar de melhor forma o fornecimento de reativos para o alívio da sobrecarga.

As valorações do serviço de suporte reativo fornecido em cada uma das ações de controle analisadas são apresentadas no Quadro 26. A disposição das informações, neste quadro, é a mesma definida para o Quadro 12.

Quadro 26: Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 1)

Recur. Reat. Selec.	SC	AC-1		AC-2		AC-3		AC-4	
	Qgsc (MVar)	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Val. Supor.
GD-68	0,0	8,5	37,88	8,1	35,85	9,0	39,96	9,0	39,96
GD-81	0,0	-9,0	39,96	8,4	37,31	-9,0	39,96	-9,0	39,96
GC-69	-85,6	-82,0	364,08	-42,5	188,70	-87,9	390,23	-61,7	273,77
GC-61	-40,4	-65,2	289,40	-84,6	375,71	-37,3	165,52	-44,3	196,56
GC-62	1,2	17,2	76,42	19,2	85,11	1,2	5,30	1,2	5,24
GC-59	77,0	86,3	383,08	89,4	397,07	78,4	348,02	75,2	333,79
T81-80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T68-69	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T65-66	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Custo Total (R\$)		1190,82		1119,75		988,99		889,28	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 26: Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 2)

Recur.	SC	AC-5		AC-6		AC-7		AC-8	
Reat. Selec.	Qgsc (MVar)	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Val. Supor.
GD-68	0,0	-9,0	39,96	9,0	39,96	-9,0	39,96	-9,0	39,96
GD-81	0,0	-9,0	39,96	7,9	35,09	3,1	13,90	9,0	39,96
GC-69	-85,6	-66,0	293,22	-61,6	273,37	-59,8	265,38	-48,4	215,07
GC-61	-40,4	-57,4	254,63	-37,9	168,23	-21,5	95,64	-43,9	195,00
GC-62	1,2	-2,6	11,34	1,2	5,31	-18,7	83,21	1,2	5,24
GC-59	77,0	55,6	247,06	78,1	346,77	78,8	349,96	75,3	334,51
T81-80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T68-69	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T65-66	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Custo Total (R\$)		886,17		868,73		848,05		829,74	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 26: Valoração das ações de controle que consideram a atuação dos GD-68 e GD-81 com $FP \geq 0,98$ em condições de déficit de recursos centralizados para o controle de reativos (Parte 3)

Recur.	SC	AC-9		AC-10		AC-11		AC-12	
Reat. Selec.	Qgsc (MVar)	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Valoriz. Supor.	Qgac (MVar)	Val. Supor.
GD-68	0,0	9,0	39,96	8,7	38,60	8,3	36,67	9,0	39,96
GD-81	0,0	-9,0	39,96	-8,7	38,76	-9,0	39,96	7,8	34,80
GC-69	-85,6	-44,7	198,33	-39,2	173,96	-82,0	364,17	-42,9	190,34
GC-61	-40,4	-37,9	168,41	-38,0	168,72	-21,7	96,39	-38,5	170,90
GC-62	1,2	1,2	5,31	1,2	5,31	2,2	9,63	10,4	46,22
GC-59	77,0	78,1	346,67	78,0	346,53	45,6	202,30	38,3	170,17
T81-80	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T68-69	---	---	---	---	---	---	---	---	---
T65-66	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Custo Total (R\$)		798,64		771,88		749,12		652,39	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Apesar do menor custo apresentado pela ação AC-12, o maior alívio é obtido com a ação AC-10 que, adotando-se critérios técnicos, prevalece como solução. Assim, os benefícios obtidos por sua execução devem ser distribuídos entre os três dispositivos que atuam, sendo que, para a aplicação dos conceitos da teoria de jogos cooperativos,

o conjunto desses dispositivos será considerado como a grande coalizão. A qualificação da potencialidade das possíveis combinações desses dispositivos por meio do valor da função característica é apresentada no Quadro 27.

Quadro 27: Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-10

Possíveis coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Q _{gac} (MVar)	Q _{gac} *TSA (R\$)	V(s) (R\$)
GD-68	Não	---	---	0,0
GC-69	Não	---	---	0,0
T65-66	Não	---	---	0,0
GD-68	Não	---	---	0,0
GC-69		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,0
T65-66		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0
T65-66		---	---	
GD-68	Sim	8,69	38,60	212,56
GC-69		-39,18	173,96	
T65-66		---	---	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Determinados os aportes individuais de cada equipamento no alívio da sobrecarga, o jogo fica definido e pode ser resolvido aplicando os conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos. Os vetores de pagamento fornecidos pelos conceitos do Core, valor Shapley e Nucleolus são apresentados a seguir nos Quadros 28 e 29, respectivamente.

Quadro 28: Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle AC-10 por meio do conceito Core

Conceito de solução: Core	
$X(GD68) \geq 0,00$; $X(GC69) \geq 0,00$; $X(T65-66) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD69) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(T65-66) \geq 0,00$; $X(GD69) + X(T65-66) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) + X(GD69) = 212,56$	Jogo possui Core

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 29: Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle AC-10

Dispositivos da coalizão	Conceito de solução: Nucleolus	Conceito de solução: valor Shapley
GD-68	-70,853	-70,853
GC-69	-70,853	-70,853
T65-66	-70,853	-70,853

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

O Nucleolus e o valor Shapley definem remunerações iguais para os três dispositivos, uma vez que nenhum dos dispositivos tem a capacidade para resolver o problema atuando individualmente ou em alguma das sub-coalizões.

Entre as ações de controle definidas para eliminar a sobrecarga, a AC-12 é a que tem menor custo de execução, devido ao fato de que o suporte de potência reativa na barra 59 é menor, se comparado com o das outras ações de controle apresentadas. Sendo assim, adotando-se critérios econômicos, essa ação pode também ser executada. Assim, os benefícios obtidos devem ser distribuídos entre os cinco dispositivos que participam desta ação corretiva, sendo para isso necessário considerar o conjunto como a grande coalizão. A qualificação da potencialidade de cada combinação entre esses dispositivos por meio do valor da função característica é apresentada no Quadro 30.

Quadro 30: Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-12 (Parte 1)

Possíveis Coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Q _{gac} (MVar)	Q _{gac} *TSA (R\$)	V(s) (R\$)	Possíveis Coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Q _{gac} (MVar)	Q _{gac} *TSA (R\$)	V(s) (R\$)
GD-68	Não	---	---	0,0	GD-68	Não	---	---	0,0
GD-81	Não	---	---	0,0	GC-61		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0	GC-59		---	---	
GC-61	Não	---	---	0,0	GD-81	Não	---	---	0,0
GC-59	Não	---	---	0,0	GC-69		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,0	GC-61		---	---	
GD-81		---	---		GD-81	Não	---	---	0,0
GD-68	Não	---	---	0,0	GC-69		---	---	
GC-69		---	---		GC-59		---	---	

Quadro 30: Qualificação da potencialidade dos dispositivos que atuam na ação de controle AC-12 (Parte 2)

Possíveis Coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Q _{gac} (MVar)	Q _{gac} *TSA (R\$)	V(s) (R\$)	Possíveis Coalizões entre jogadores	Capacidade para resolver sobrecarga	Q _{gac} (MVar)	Q _{gac} *TSA (R\$)	V(s) (R\$)
GD-68	Não	---	---	0,0	GD-81	Não	---	---	0,0
GD-61		---	---		GC-61		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,0	GC-59	Não	---	---	0,0
GD-59		---	---		GC-69		---	---	
GD-81	Não	---	---	0,0	GC-61	Não	---	---	0,0
GC-69		---	---		GC-59		---	---	
GD-81	Não	---	---	0,0	GD-68	Não	---	---	0,0
GD-61		---	---		GD-81		---	---	
GD-81	Não	---	---	0,0	GC-69	Não	---	---	0,0
GC-59		---	---		GC-61		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0	GD-68	Não	---	---	0,0
GC-61		---	---		GD-81		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0	GC-69	Não	---	---	0,0
GC-59		---	---		GC-59		---	---	
GC-61	Não	---	---	0,0	GD-68	Não	---	---	0,0
GC-59		---	---		GD-81		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,0	GC-61	Não	---	---	0,0
GD-81		---	---		GC-59		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0	GD-68	Não	---	---	0,0
GD-68		---	---		GC-69		---	---	
GD-81	Não	---	---	0,0	GC-61	Não	---	---	0,0
GC-61		---	---		GC-59		---	---	
GD-68	Não	---	---	0,0	GD-81	Não	---	---	0,0
GD-81		---	---		GC-69		---	---	
GC-59	Não	---	---	0,0	GC-61	Não	---	---	0,0
GD-68		---	---		GC-59		---	---	
GC-69	Não	---	---	0,0	GD-68	Sim	9,00	39,96	606,17
GC-61		---	---		GD-81		7,84	34,80	
GD-68	Não	---	---	0,0	GC-69	Sim	-42,87	190,34	606,17
GC-69		---	---		GC-61		-38,49	170,90	
GC-59	Não	---	---	0,0	GC-59	Sim	38,33	170,17	606,17
GC-59		---	---		GC-59		38,33	170,17	

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

No Quadro 31 é apresentado o resultado da aplicação do conceito de solução Core e no Quadro 32 a remuneração dos dispositivos obtidos pela aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley.

Quadro 31: Resultados da avaliação do jogo que representa a ação de controle AC-12 por meio do conceito Core

Conceito de solução: Core	
$X(GD68) \geq 0,00$; $X(GC81) \geq 0,00$; $X(GC69) \geq 0,00$; $X(GC61) \geq 0,00$; $X(GC59) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD69) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD69) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD69) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD69) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD61) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) + X(GD69) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD69) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD69) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD69) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD69) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD69) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD61) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD69) + X(GD61) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD69) + X(GD61) \geq 0,00$; $X(GD81) + X(GD69) + X(GD59) \geq 0,00$; $X(GD68) + X(GD81) + X(GD69) + X(GD61) + X(GD59) = 606,17$;	Jogo possui Core

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

Quadro 32: Resultados da aplicação dos conceitos Nucleolus e valor Shapley para resolver o jogo que representa a ação de controle AC-12

Dispositivos da coalizão	Conceito de solução: Nucleolus	Conceito de solução: valor Shapley
GD-68	-121,234	-121,234
GD-81	-121,234	-121,234
GC-69	-121,234	-121,234
GC-61	-121,234	-121,234
GC-59	-121,234	-121,234

Fonte: Informações da pesquisa do autor.

As remunerações, definidas pelo cálculo dos conceitos Nucleolus e o valor Shapley, para os cinco dispositivos que atuam na ação de controle são distribuídas de forma equitativa uma vez que nenhum dos dispositivos tem a capacidade para resolver o problema atuando individualmente ou em alguma das sub-coalizões.

4.4 Discussão dos resultados

A partir das simulações realizadas e dos resultados obtidos, é possível identificar as seguintes características da metodologia:

1. A natureza local dos efeitos da compensação de potência reativa é evidenciada nas simulações, uma vez que as unidades distribuídas alocadas em barras eletricamente distantes do circuito em condição de sobrecarga (ver Quadro 6) tem pouca ou nenhuma influência sobre o fluxo de potência reativa.
2. Mesmo quando permitida a operação com fatores de potência baixos, a menor capacidade das unidades de geração distribuída para fornecer suporte reativo, quando comparadas com as unidades centralizadas, faz com que a sua atuação individual não consiga eliminar a sobrecarga, apesar de estarem localizadas eletricamente próximas da linha em condição de sobrecarga. No entanto, essas unidades contribuem para o alívio do sistema.
3. A atuação conjunta de geradores distribuídos e recursos centralizados com capacidade para controlar reativos conseguiu eliminar a sobrecarga e melhorar o desempenho dos equipamentos nas ações corretivas definidas, assim as exigências de fator de potência para a operação dos GDs nos sistemas de potência real foram cumpridas (ver Quadros 11 e 16). Entre as vantagens verificadas, em relação aos cenários nos quais atuaram geradores distribuídos individualmente ou combinados entre eles, destaca-se o fato de que a coordenação reduziu a necessidade de suporte reativo dos recursos centralizados.
4. Em condições de déficit de equipamentos centralizados para o controle de reativos nos sistemas de potência, a utilização dos suportes de potência reativa fornecidos por geradores distribuídos torna-se uma alternativa muito atrativa, uma vez que possibilita a eliminação de sobrecargas.
5. O suporte de potência reativa fornecido por geradores distribuídos eletricamente próximos requer uma coordenação adequada para evitar a superposição dos

seus efeitos, que podem resultar em condições indesejáveis, como a redução da eficácia das ações propostas.

6. O custo referencial de desvio das ações corretivas está relacionado com a quantidade de equipamentos que compõem as combinações que resolvem o problema de sobrecarga. Este custo constitui uma referência para a seleção das ações corretivas, podendo ser utilizado como um indicador de eficiência na definição das melhores ações de controle.
7. O carregamento na linha 68-65 resultante das ações corretivas em alguns dos cenários simulados foi ligeiramente superior a 100%. Isto se deve, principalmente, ao erro introduzido pela abordagem linear utilizada na formulação do problema e à precisão do programa de fluxo de potência utilizado nas simulações. O máximo erro nas simulações foi de 1,1%, o que evidencia a precisão do método.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi apresentada uma avaliação da utilização de tecnologias de geração distribuída no fornecimento de suporte de reativos com o objetivo de aliviar ou eliminar sobrecargas em sistemas de transmissão. A metodologia apresentada é aplicável em cenários de operação nos quais existe disponibilidade de geradores distribuídos e equipamentos convencionais para o controle da potência reativa.

As ferramentas empregadas na presente investigação foram compiladas em um aplicativo computacional que facilita o processo de definição e simulação das ações corretivas as quais envolvem uma análise de sensibilidade linear que relaciona as variações no fluxo reativo do circuito de transmissão em condição de sobrecarga com a variação no suporte de potência reativa nas barras onde poderiam ser alocados geradores distribuídos; um modelo de programação linear para determinar as ações corretivas necessárias para o alívio do sistema; um algoritmo de cálculo de fluxo de potência AC convencional, por meio do qual se determinou o estado final do sistema de potência e; conceitos de solução da teoria de jogos cooperativos, que foram empregados para definir as remunerações dos dispositivos que atuaram na resolução das sobrecargas.

Os resultados obtidos por meio de simulações computacionais permitem verificar a possibilidade de utilização do suporte reativo fornecido por geradores distribuídos no alívio parcial de sobrecargas, quando as unidades atuam individualmente ou coordenadas entre elas. Para se eliminar totalmente as sobrecargas é necessária a coordenação eficiente do fornecimento de potência reativa das unidades distribuídas com as fontes centralizadas de potência reativa. Em todos os casos, a metodologia aplicada permite definir rapidamente os melhores ajustes para os parâmetros dos dispositivos com capacidade para eliminar a sobrecarga.

A contribuição dos geradores distribuídos no alívio das sobrecargas está relacionada ao fator de potência permitido para a operação destas unidades. Assim, fatores de potência baixos contribuem de melhor forma ao alívio ou eliminação das sobrecargas. No entanto, a operação das unidades distribuídas com fator de potência baixo é uma condição indesejável durante a operação dos sistemas em estado seguro, mas que poderia ser assumida na operação em estado de emergência, possibilitando a contribuição dessas unidades na eliminação de sobrecargas.

Os resultados do processo de linearização da resposta do SEP nas ações de controle podem ser empregados para reduzir o número de dispositivos a ser verificados na definição das ações de controle. Assim, apenas aqueles equipamentos com efeito relevante na redução do fluxo de potência reativa do circuito em condição de sobrecarga seriam considerados no processo de formação das coalizões, reduzindo o número de vezes que o problema de otimização linear é resolvido.

A aplicação do redespacho de reativos na resolução de sobrecargas requer do estudo adequado das áreas de influência das modificações nos parâmetros de controle dos equipamentos utilizados nas ações corretivas, de modo a evitar a superposição dos seus efeitos.

A partir do que foi exposto, ficam como sugestões para a continuidade do trabalho desenvolvido nesta dissertação:

- Incluir na formulação do modelo de programação linear uma restrição que verifique se os fatores de potência dos geradores distribuídos obedecem às exigências das normas de operação. Isto simplificaria o processo de definição das ações de controle para o alívio ou eliminação de sobrecargas nos sistemas de transmissão.
- Considerar a utilização de fatores que ponderem as variáveis do problema de programação linear, expressão (3.15), identificando as fontes com diferentes custos para os serviços de suporte de reativos fornecidos, de modo a oferecer incentivos necessários para a participação das diversas tecnologias, inclusive dos geradores distribuídos.
- Modelar detalhadamente os custos envolvidos no fornecimento de potência reativa com unidades de geração distribuída, isto permitira avaliar

se os benefícios obtidos pela utilização destas tecnologias para fornecer o serviço de suporte reativo ao sistema de transmissão são suficientes para cobrir seus custos.

- Melhorar a modelagem da geração distribuída no cálculo do fluxo de potência, uma vez que a representação das qualidades destes equipamentos depende dos modelos empregados.
- Considerar na metodologia a determinação de áreas de controle de tensão de modo a melhorar o desempenho das ações corretivas e evitar superposição dos efeitos da compensação de potência reativa.

REFERÊNCIAS

ABUR, A.; GÓMEZ, E. *Power system state estimation: theory and implementation*. New York: Marcel Dekker, 2004.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Resolução homologatoria nº 1097, de 14 de dezembro de 2010. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, Seção 1, v. 147, n. 244, p.130, 22 dez. 2010.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1687>. Acesso em: 10 jan. 2011.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica: procedimentos de rede*. Brasília, 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 10 jan. 2011.

AUMULLER, C. A.; SAHA, T. K. Determination of power systems coherent bus groups by novel sensitivity-based method for voltage stability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 3, p. 1157-1164, 2003.

CARERI, F. et al. Definition of a zonal reactive power market based on the adoption of a hierarchical voltage control. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM 10), 7., Madrid, 2010. *Proceedings...* Madrid: Instituto de Investigación Tecnológica, 2010. 6 p.

CARPENTIER, J. L. CRIC: A new active-reactive decoupling process in load flow, optimal load flows and system control. In: IFAC SYMPOSIUM ON POWER SYSTEMS AND POWER PLANT CONTROL, 1986, Beijing. *Proceedings...* Beijing: [s.n.], 1986.

CONTRERAS, J. *A cooperative game theory approach to transmission planning in power systems*. Tese (Doutorado) - Universidade da Califórnia, Berkeley, 1997.

CONTRERAS, J. et al. A cobweb bidding model for competitive electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*. New York, v. 17, n. 1, p. 148–153, 2002.

CROW, M. L. *Computational methods for electric power systems*. New York: CRC Press, 2003.

CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. *Voltage stability of electric power systems*. Boston: Kluwer Academic, 2001.

- DEBS, A. S. *Modern power systems control and operation*. Boston: Klumer Academic, 1988.
- DEIF, A. S. *Advanced matrix theory for scientists and engineers*. Switzerland: Gordon and Breach Science, 2001.
- DE, M.; GOSWAMI, S. K. Reactive support allocation using improved Y-bus matrix method. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Stevenage, v. 5, n. 4, p. 448-460, 2011.
- EL-HAWARY, M. E. *Electrical energy systems*. New York: CRC Press, 2000.
- FARANDA, R.; PIEVATOLO, A.; TIRONI, E. Load shedding: a new proposal. *IEEE Transactions on Power System*, New York, v. 22, n. 4, p. 2086-2093, 2007.
- GAINO, F. C. Avaliação da capacidade de transferência e alívio de sobrecargas em redes de transmissão. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2004.
- GAINO, F. C.; PADILHA-FELTRIN, A. Influence of the supply of reactive power in the calculation of the transfer capability. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2004, São Paulo. *Proceedings...* New York: IEEE, 2004. 4 p.
- GILLIES, D. B. Solutions to general non-zero-sum games. In: TUCKER, A. W.; LUCE, R. D. (Eds.). *Contributions to the theory of games*. New York: Princeton University Press, 1959. v. 4, p. 47-85. (Annals of Mathematics Studies, 40).
- GOIC, R.; JAKUS, D.; KRSTULOVIC, J. Wind power plant as ancillary service provider. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM), 8., 2011, Zagreb, Croatia. *Proceedings...* New York: IEEE, 2011. p. 562-567.
- GOOI, H.B. et al. Optimal shedding of spinning reserve. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 14, n. 4, p. 1485 - 1492, 1999.
- GÓMEZ, E. et al. *Análisis e operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España, 2002.
- HEDMAN, K. W. et al. Optimal transmission switching - sensitivity analysis and extensions. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 23, n. 3, p. 1469-1479, 2008.
- HOBSON, E. Network constrained reactive power control using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. PAS-99, n. 3, p. 868 - 877, 1980.

HOJI, E. S. Análise de sensibilidade através de um modelo implicitamente acoplado para alívio de sobrecargas em redes de transmissão. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2006.

HOJI, E. S. Redespacho de reativos como ação corretiva para alívio de sobrecargas em redes de transmissão. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira, 2011.

JOSS, G. et al. The potential of distributed generation to provide ancillary services. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. *Proceedings...* New York: IEEE, 2000. v. 3, p. 1762-1767.

KROPOSKI, B. et al. Benefits of power electronic interfaces for distributed energy systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 25, n. 3, p. 901-908, 2010.

KUMAR, A.; SRIVASTAVA, S. C.; SINGH, S. N. A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.19, n. 1, p. 554 - 562, 2004.

LACHS, W. R. Transmission-line overloads: real-time control. *IET Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 134, n. 5. p. 342-347, 1987.

LI, M. et al. Corrective line switching with security constraints for the base and contingency cases. *IEEE Transactions on Power System*, New York, v. 26, n. 4, 9 p., 2011.

LIANG, M.; ABUR, A. Total transfer capability computation for multi-area power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 3, p.1141-1147, 2006.

LIMA, D. A.; CONTRERAS, J.; PADILHA-FELTRIN, A. A cooperative game theory analysis for transmission loss allocation. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 78, n. 2, p. 264–275, 2008.

LIN, X.; YU, C.; CHUNG, C. Pricing of reactive support ancillary services. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 152, n. 5, p. 616-622, 2005.

LORA, E.; HADAD, J. *Geração distribuída aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

MANTOVANI, J. R. S. Um modelo heurístico para solução do problema de planejamento de reativos em sistemas de energia elétrica. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, 1995.

MEDEIROS, A. D. R.; SALGADO, R.; ZÜRN, H. H. Congestion due to reactive power: cost allocation. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE, 2003, Bologna. *Proceedings...* New York: IEEE, 2003. v. 3, 7 p.

MEDEIROS J. M. F.; COSTA O. A. Power system security by corrective switching. In: BULK POWER SYSTEM DYNAMICS AND CONTROL – IREP, 8., 2010, Rio de Janeiro. *Proceedings...* New York: IEEE, 2010. 8 p.

MILLER, T. J. E. *Reactive power control in electric power systems*. New York: Jhon While & Sons, 1982.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgar Blücher, 1983.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A.; SAAVEDRA, O. R. Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations and testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 5, n. 4, p. 1425-1431, 1990.

MORISON, K.; LEI, W.; KUNDUR, P. Power system security assessment. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 2, n. 5, p. 30-39, 2004.

NASAR, S.; TRUTT, F. C. *Electric power systems*. New York: CRC Press, 1999.

PANASETSKY, D.A.; VOROPAI, N.I. A distributed control of FACTS devices against line overloading. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY – POWERCON, 2010, Hangzhou, China. *Proceedings...* New York: IEEE, 2010. 6 p.

PANDIARAJAN, K.; BABULAL, C.K. Overload alleviation in electric power system using fuzzy logic. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER, COMMUNICATION AND ELECTRICAL TECHNOLOGY – ICCET, 2011, Tamilnadu. *Proceedings...* New York: IEEE, 2011. p. 417-423, 2011.

RABIEE, A.; SHAYANFAR, H. A.; AMJADY, N. Reactive power pricing. *IEEE Power and energy magazine*, New York. v. 7, n. 1, p. 18-32, 2009.

SHAO W.; VITTAL, V. Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 4, p. 1877-1885, 2005.

SILVA, E. L. da; MORALES, J. C.; MELO, A. C. G. de. Allocating congestion cost using game theory. In: IEEE PORTO POWER TECH, 2001, Porto. *Proceedings...* New York: IEEE, 2001. v. 1, 5 p.

ULLAH N. R.; BHATTACHARYA, K.; THIRINGER, T. Wind farms as reactive power ancillary service providers - technical and economics issues. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 24, n. 3, p. 661 - 672, 2009.

WATANABE, E. H. et al. Tecnologia FACTS - tutorial. *SBA Controle e Automação*, Campinas, v. 9, n. 1, p. 39-55, 1998.

YANG, H.; SHI, D.; DUAN, X. Congestion cost allocation method based on Aumann-Shapley value in bilateral model. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2003, Toronto. *Proceedings...* New York: IEEE, 2003. v. 2, 5 p.

YESURATNAM, G.; PUSHPA, M. Congestion management for security oriented power system operation using generation rescheduling. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, New York, p. 287-292, 2010.

ZHONG, J.; BHATTACHARYA, K. Toward a competitive market for reactive power. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 17, n. 4, p. 1206-1215, 2002.

ZHONG, J. et al. Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 3, p. 1555-1561, 2004.

ZHU Y. L.; YAO J. G. An improve newton load flow for distributed generation based on different control strategies. In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC), 2011, Wuhan. *Proceedings...* New York: IEEE, 2011. 5 p.

ZHU, J.Z.; XIAOFU, X. VAR optimization and pricing in multi-areas power system. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2003, Toronto. *Proceedings...* New York: IEEE, 2003. v. 1, 4 p.

ZIMA-BOCKARJOVA, M. et al. On application of the cooperative game theory to energy supply system planning. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM 10), 7, Madrid, 2010. *Proceedings...* Madrid: Instituto de Investigación Tecnológica, 2010. 6 p.