

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA

DE ELETRICIDADE

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DO SERVIÇO DE POTÊNCIA REATIVA

FORNECIDA PELOS GERADORES LEVANDO EM CONTA

A RESERVA DE POTÊNCIA

YURI PERCY MOLINA RODRÍGUEZ

São Luís

2005

MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DO SERVIÇO DE POTÊNCIA REATIVA
FORNECIDA PELOS GERADORES LEVANDO EM CONTA
A RESERVA DE POTÊNCIA

Yuri Percy Molina Rodríguez

Disertação aprovada em 4 de Março de 2005

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

(Orientador)

Prof. Dr. Ricardo Bernardo Prada

(Membro da Banca examinadora)

Prof. Dr. Maria da Guia da Silva

(Membro da Banca examinadora)

*“Quando você quer alguma coisa,
todo o Universo conspira para
que você realize seu desejo.”*

Paulo Coelho

Dedico este trabalho aos meus pais,
irmãos e sobrinhos por terem compreendido
e respeitado minha ausência.

Agradecimentos

A meu orientador, Professor Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, pelo permanente apoio e companheirismo, estando sempre disponível para a orientação construtiva no desenvolvimento desta dissertação, incentivando e apoiando sua execução. É realmente um privilégio contar com sua orientação, com seus conhecimentos e experiência.

Aos meus pais Santiago Juan Molina Milla e Julia Rodriguez Gamarra, pelo incentivo e apoio incondicional brindado no decorrer deste caminho.

Agradeço também a todos os Professores do Programa de Pós - Graduação em Engenharia de Eletricidade, em especial aos Professores Vicente Leonardo Paucar, Maria da Guia da Silva, José Eduardo Onoda Pessanha, pela atenção, incentivo e orientações recebidas durante o Curso de Mestrado.

Aos amigos e companheiros de estudo do Grupo do Sistema de Potência (GSP), em especial para, Carlos, Miriam, Juan, Jorge e Sérgio, também a meus colegas do laboratório: Newton, Aniceto, Júlio César e Fábio, pela amizade, companheirismo e colaboração em muitos momentos do Curso.

Agradeço, ainda, à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pela Bolsa de Estudos a mim concedida.

Deixo meus agradecimentos a todos que, direta ou indiretamente, me ajudaram a preparar este trabalho desde o seu planejamento até sua conclusão.

Resumo

Na operação dos sistemas de transmissão de potência os problemas de tensão/potência reativa podem ocorrer a qualquer momento devido a contingências e/ou alterações na demanda. Portanto, são necessários serviços ancilares de suporte de potência reativa para realizar o controle em períodos de tempo relativamente pequenos para melhorar o estado de operação de modo a não comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

Esse serviço pode ser contratado pelo Operador Independente do Sistema de agentes conectados ao sistema elétrico, tais como geradores, banco de capacitores/reatores, compensadores estáticos, compensadores síncronos, entre outros.

O presente trabalho propõe uma metodologia para minimizar o preço total do serviço ancilar de suporte de potência reativa, considerando o acoplamento existente entre este serviço ancilar com o serviço de reserva de potência, assim como com o mercado de energia.

Para a avaliação do desempenho, é considerando o método de pagamento por reserva atribuída no serviço de reserva de potência. Testes com os sistemas IEEE 14-barras e IEEE 30-barras, simulando-se vários cenários são apresentados.

Abstract

In the operation of the power transmission system the problems of voltage/reactive power can occur at any time due the contingencies and/or alterations in the demand. Therefore, reactive services are necessary to perform the control in relatively small time periods to improve the operation state and avoid the degradation of the security and the reliability of the system.

The ancillary service of reactive power can be contracted by the System Independent Operator of agents connected to the Electrical system, such as generators, capacitor/reactor banks, static VAR compensators static, compensators synchronous, among others.

The present work proposes a methodology for minimizing the price of the reactive power service considering the coupling between this ancillary service and the power reserve service and the power market as well. For evaluation of the performance, it is considering the method of payment for reserve allocated for service of reserve power, and tests to evaluate its impact in the cost of the reactive power by using the IEEE 14-buses and IEEE 30-buses test systems, are performed. Discussions and relevant conclusions are also reported.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Generalidades	1
1.2	Proposta deste trabalho.	8
2	SUPORTE DE POTÊNCIA REATIVA COMO UM SERVIÇO ANCILAR	10
2.1	Introdução.	10
2.2	Definição dos Serviços Ancilares.	11
2.2.1	Classificações dos Serviços Ancilares	12
2.3	Suporte de Potência Reativa.	13
2.3.1	Produção de Potência Reativa por Geradores.	15
2.4	Características de um Mercado de Suporte de Potência Reativa. 17	
2.5	Visão Global do Suporte de Potência Reativa	18
2.5.1	Argentina	18
2.5.2	Espanha.	20
2.5.3	Reino Unido.	23
2.6	Comentários Finais	25
3	METODOLOGIA PROPOSTA	26
3.1	Introdução.	26
3.2	Metodologia Proposta	28
3.2.1	Suporte de Potência Reativa por um Gerador	29
3.2.2	Custo da Reserva de Potência num Gerador	30

3.2.3	Custo de perda de oportunidade.	32
3.2.4	Estrutura de Custos do gerador.	34
3.2.5	Processo de compra de reativos.	37
3.3	Formulação do problema.	38
3.4	Resolução do problema por estratégias evolutivas.	39
3.4.1	Inicialização.	40
3.4.2	Recombinação dos indivíduos.	42
3.4.3	Mutação.	43
3.4.4	Avaliação	45
3.4.5	critério de parada.	45
3.5	Comentários finais.	46
4	TESTES E RESULTADOS	49
4.1	Introdução.	49
4.2	Resultados das simulações	50
4.2.1	Caso Base: IEEE 14-barras	50
4.2.2	Caso contingência: IEEE 14-barras	53
4.2.3	Caso Base: IEEE 30-barras	59
4.2.4	Caso contingência: IEEE 30-barras	63
5	CONCLUSÕES	68
5.1	Conclusões.	68
5.2	Trabalhos Futuros.	69
	Bibliografia	71

Lista de Figuras

1.1	Agentes do Mercado	2
2.1	Diagrama de Capacidade de um Gerador de 635 MVA	15
3.1	Interação dos serviços ancilares do gerador	28
3.2	Curva de Capacidade do Gerador	30
3.3	Custo de Oportunidade	33
3.4	Diagrama do processo de aquisição de reativos	37
3.5	Fluxograma do algoritmo proposto	40
3.6	Fluxograma para inicializar a população	42
3.7	Fluxograma da recombinação	47
3.8	Fluxograma da mutação	48
4.1	Sistema IEEE 14-barras	50
4.2	Pontos que representam os geradores do sistema IEEE 14- Barras	51
4.3	Tensão nas barras no cenário S1 - sistema IEEE 14-barras: caso base	54
4.4	Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso contingência	55
4.5	Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso base e contingência	56
4.6	Reativos dos geradores no cenário S1 sistema IEEE 14- barras: caso base e contingência	56

4.7	Custo total de Potência Reativa no sistema IEEE 14-barras: caso base e contingência	59
4.8	Sistema IEEE 30-barras	61
4.9	Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 30-barras: caso base	63
4.10	Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 30-barras: caso contingência	66
4.11	Tensão das barras no cenário S1 - sistema IEEE 30-barras .	67
4.12	Custo total de Potência Reativa no sistema IEEE 30-barras: caso base e contingência	67

Lista de Tabelas

2.1	Características de los diferentes tipos de equipamentos de suporte de reativos	14
4.1	Curva de capacidade dos geradores - IEEE 14-barras	51
4.2	Programação da potência ativa e reserva de potência - sistema IEEE 14-barras	52
4.3	Limites de fornecimento de potência reativa - IEEE 14-barras	52
4.4	Limites de consumo de potência reativa - IEEE 14-barras .	52
4.5	Custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso base	53
4.6	Tensão nas barras no cenário S1 - sistema IEEE 14-barras: caso base	53
4.7	custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso contingência	54
4.8	Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso contingência	55
4.9	suporte de reativos e seus respectivos custos caso base: IEEE 14-barras	57
4.10	suporte de reativos e seus respectivos custos caso contingência: IEEE 14-barras	58
4.11	Curva de capacidade dos geradores - IEEE 30-barras	60
4.12	Programação da potência ativa e reserva de potência sistema IEEE 30-barras	60
4.13	Limites de fornecimento de potência reativa IEEE 30-barras	60
4.14	Limites de consumo de potência reativa IEEE 30-barras . .	62

4.15	custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso base IEEE 30-barras	62
4.16	Custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso com contingência - IEEE 30-barras	64
4.17	suporte de reativos e seus respectivos custos caso base: IEEE 30-barras	65
4.18	suporte de reativos e seus respectivos custos caso contingência: IEEE 30-barras	65

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Nestes últimos anos, os sistemas de energia elétrica no mundo têm experimentado câmbios importantes em suas estruturas, passando de um ambiente regulado e baseado numa estrutura vertical para um ambiente reregulado e descentralizado.

Uma indústria elétrica competitiva e eficiente é essencial para o desenvolvimento de qualquer país; daí que possíveis limitações na cobertura e qualidade do serviço de energia representam em longo prazo um obstáculo. Não é de surpreender então, que diversos países se encontrem imersos em profundas transformações estruturais da indústria elétrica para lograr sua modernização, fortalecer sua competitividade e brindar melhores serviços aos usuários [1].

Como a energia elétrica é essencial para o desenvolvimento social, o processo de reestruturação do setor elétrico precisa ser fortemente regulamentado com a finalidade de evitar o abuso de poder por parte das concessionárias encarregadas do serviço, pelas inúmeras questões políticas e econômicas envolvidas. Este processo de reestruturação tem-se mostrado de uma maneira particular em cada país, com diferente grau de competição e de participação do estado. A reestruturação do setor elétrico envolve basicamente a **separação de serviços de eletricidade, acesso aberto à rede de transmissão e abertura de mercados de energia elétrica** [2].

A separação de serviços de eletricidade refere-se à atribuição de distintas

funções da indústria elétrica para as diferentes entidades corporativas (concessionárias). Isto é, a separação do setor elétrico em concessionárias de geração, transmissão e de distribuição, as que serão tratados como negócios diferentes, para operarem num ambiente do mercado em que a competição e a eficiência econômica são características naturais.

O acesso aberto à rede de transmissão tem um papel importante porque viabiliza a competição entre as empresas de geração, sem se preocupar com a transmissão de sua energia. Por isso, o sistema de transmissão não pode estar sujeito ao controle de uma empresa ou um grupo de empresas que poderiam exercer este controle de forma discriminatória. Desta forma, as empresas de transmissão são tratadas como um monopólio, sujeitas à regulação de tarifas de transmissão que são usadas para cobrar o acesso à rede [5].



Figura 1.1: Agentes do Mercado

De acordo à experiência internacional, a estrutura dos novos mercados elétricos e seus principais componentes seguem basicamente a figura 1.1. Cada componente representa um segmento do mercado entre os quais se encontram os seguintes:

- **Setor Geração.**

Companhias Geradoras

Vendedores

- **Setor Transmissão.**

Proprietário da Transmissão

Comercializadores da Energia

Operador Independente do Sistema

Coordenador da Programação

Provedor de Serviços Ancilares

- **Setor Distribuição.**

Comercialização

Distribuição

Dentro deste novo ambiente, a capacidade disponível de um sistema de transmissão é limitada pelas restrições econômicas e tecnológicas. A utilização do sistema é otimizada, maximizando a quantidade de potência ativa para se transmitir pela rede, diminuindo os fluxos de potência reativa no sistema. Como consequência disso, o sistema precisará de suporte de reativos, de tal forma que satisfaça os requerimentos operacionais dos clientes. Nos mercados elétricos desregulados, o fornecimento de reativos deve ser realizado pelo operador independente do sistema (OIS), de tal forma que viabilize o fechamento de contratos de maneira segura.

O suporte de potência reativos está composto por dois serviços ancilares básicos que são: (i) administração do perfil de tensão e despacho de reativos; (ii) controle de tensão [21].

Administração do perfil de tensão e despacho de reativos. - O serviço está orientado para a otimização dos custos ocasionados pelas perdas de potência ativa no sistema, enquanto mantém-se a segurança do sistema ante possíveis contingências, encarregando-se deste serviço os geradores, os capacitores, as reatâncias entre outros elementos. O papel do OIS é realizar o despacho da potência reativa tomando em conta os equipamentos que fornecem a energia reativa que pertencem aos diferentes agentes do sistema.

Controle de tensão.- Também conhecido como regulação de tensão. Este serviço mantém a tensão no sistema em níveis especificados em horizontes de tempo que vão de segundos até minutos. Os geradores, compensadores

estáticos de potência reativa (SVCs) e outros dispositivos capazes de atuar com rapidez para manter a tensão, podem realizar este serviço [28] [21].

O suporte de potência reativa deve ser fornecido pelo consumidor ou pelos provedores locais, devido ao fato de que não é desejável transportar energia reativa pela rede. Estes dispositivos encarregados de fornecerem reativos têm características diferentes. Por exemplo, os geradores são dispositivos de suporte de reativos temporários rápidos com altos custos de funcionamento e de oportunidade, enquanto que os capacitores são dispositivos lentos com gastos mais baixos de instalação e operação [6].

Tipicamente, nos mercados de energia elétrica, especificam-se as negociações da energia ativa sem fazer menção alguma da energia reativa; o suporte de reativos é uma necessidade fundamental para a rede proporcionar um melhor serviço de transmissão. Atualmente, considerando a estrutura verticalizada de alguns sistemas elétricos, pouca ou nenhuma atenção tem sido dispensada à identificação dos custos incorridos na provisão do suporte de potência reativa, sendo considerada parte intrínseca do sistema de transmissão.

Tem-se conhecimento que em mercados elétricos de potência ativa, as ofertas são dispostas em ordem crescente de preços sendo que a oferta que intercepta a curva de demanda determina o preço do mercado. Porém, para a oferta de energia reativa a localização é um aspecto importante, já que uma oferta a preço baixo não necessariamente é atrativa se o fornecedor está localizado numa barra remota. Analogamente, uma oferta cara de um fornecedor numa área de grau demanda de carga pode ser inevitável e necessária. Portanto, para o estabelecimento de um mercado de potência reativa deve considerar-se a configuração do sistema e as condições da operação, além dos preços das ofertas [29].

Para quantificar os custos associados pelo suporte de reativos, necessariamente tem-se que identificar os custos em que incorrem os fornecedores deste serviço. Os proprietários dos equipamentos incorrem em custos que podem-se classificar em duas categorias: *custos diretos ou explícitos e custos indiretos ou implícitos* [20] [6].

Os custos explícitos incluem custos fixos representados pelo custo de capital e administração, assim como os custos variáveis associados com a manutenção programada e custos de operação. Os custos implícitos podem ser classificados como variáveis, e correspondem a qualquer perda

de benefício que é resultado de produzir potência reativa. Este último, acontece devido à necessidade que um gerador tem que reduzir seu fornecimento de potência ativa, já que idealmente deve produzir esta com um fator de potência que permita alcançar plena produtividade, assim como maximizar seu benefício [13]. Porém, algumas vezes, devido a requerimentos do sistema, é possível que o gerador deva reduzir sua potência ativa para produzir potência reativa [16] [29] [28].

As compensações econômicas variam de acordo aos modelos de mercados elétricos no mundo. Nos EUA, segundo a política de operações da NERC [8], apenas são considerados como serviços ancilares os geradores síncronos, recebendo por isso compensação econômica. Isso também é verdade em UK e Austrália. Neste último, adicionalmente consideram-se as potências reativas fornecidas pelos compensadores síncronos. Por outro lado, nos mercados desregulados nórdicos, os serviços reativos não recebem compensação financeira. Por exemplo, na Suécia, a responsabilidade pelo gerenciamento dos reativos estão nas empresas de transmissão, com certas regras definidas pelo OIS.

De maneira similar, na Holanda, as companhias de transmissão devem resolver suas demandas de reativos individualmente. Essas empresas, porém, compram potência reativa localmente através de contratos bilaterais com geradores ou via intercâmbio com outras companhias. Os geradores que são contratados para serviços de potência reativa são remunerados apenas por sua capacidade de potência reativa (não há pagamento por energia reativa).

Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

A reestruturação do setor elétrico Brasileiro iniciou-se em 1993, mas somente dois anos mais tarde, com a aprovação da lei que trata da concessão dos serviços públicos, obteve as condições necessárias para se organizar de forma competitiva.

Em 1996, através do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se à conclusão de que era preciso criar uma Agência Reguladora (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente (MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica), através

de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica), onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica. O Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, com toda a concepção do novo arcabouço setorial definida[3].

A lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996 criou a Agencia Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, autarquia em regimen especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energias-MME. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores como equilíbrio entre as partes; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os agentes do setor elétrico.

O ONS foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Dentre as suas atribuições cabe ao ONS a contratação, administração e realização de apurações dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares do Sistema Interligado Nacional, segundo a regulamentação vigente; realizar a análise técnica dos requisitos de sistema relativos aos Serviços Ancilares para novas usinas ou a demanda por esses serviços para as usinas atualmente em operação, em que suas unidades geradoras tenham possibilidade de operar como compensador síncrono, bem como prover os serviços de controle automático de geração (CAG) e de auto-restabelecimento (Black Start); celebrar os Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) com os agentes prestadores de Serviços Ancilares [4].

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica é uma empresa de direito privado e foi criado no início de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE. Nele se processam as atividades de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, com operações reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. É no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE que ocorre o processamento da contabilização da Energia Elétrica produzida e consumida no Brasil. Um mercado que conta com cerca de 500 milhões de MWh por ano. Basicamente, a contabilização do MAE leva em consideração toda a energia

contratada por parte dos Agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada no MAE, ao Preço MAE, para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar (Leve, Médio e Pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo ou "spot"[3].

Segundo as regras do MAE, os Encargos dos Serviços do Sistema serão determinados para cada submercado e recuperados através de toda a demanda, contratada ou não contratada, como um encargo adicional em R\$/MWh. Este encargo será imposto a toda a demanda porque os Encargos dos Serviços do Sistema recuperam os custos incorridos, entre outras coisas, na manutenção da confiabilidade e na estabilidade do sistema. Estes são serviços que beneficiam a todos os usuários do sistema porque proporcionam um "casamento" em tempo real entre a geração e a demanda e, portanto, deverão ser recuperados a partir da demanda como um todo, tenha ele sido ou não contratada.

Os custos dos serviços ancilares serão recuperados através dos Encargos dos Serviços do Sistema, os mecanismos dos pagamentos e do ressarcimento pelos serviços ancilares serão descritos a seguir.

Os contratos para o fornecimento da potência reativa, através de um CSA, deverá pagar pela manutenção da capacitação de fornecer potência reativa. Este pagamento deverá ser calculado segundo uma base máxima ("bottom up") utilizando os custos de cada gerador; haverá também, um pagamento de utilização referente à produção de potência reativa que poderão recuperar as perdas adicionais de energia, incorridas com a operação da usina no modo de compensação síncrona, e ainda o consumo associado de energia, os custos de manutenção e quaisquer custos de oportunidade pela redução da produção de energia ativa. Estes serviços serão fornecidos somente pelas usinas com turbinas movidas a gás.

Os Contratos de Serviços Ancilares para a Reserva deverá fazer uma distinção entre seguintes tipos de reserva: reserva de contingência que poderá ser solicitada, entre 1 hora e 1 dia para o despacho; reserva operacional, que compreende a reserva primária (produzida em 30 segundos), secundária

(produzida entre 30 segundos e 30 minutos) e reserva de alta frequência (isto é, através da interferência do operador na eventualidade de frequências superiores ou inferiores a 60 Hz). Os custos da reserva não estarão separados dos pagamentos dos outros. Os geradores serão ressarcidos pelo efeito das restrições através de pagamentos adequados pela não operação. Um esquema de pagamento fornecera uma estimativa acurada dos custos da provisão de reserva.

1.2 Proposta deste trabalho.

O controle de potência reativa e de tensão jogam um papel importante na operação do sistema, pois são necessários para manter um perfil apropriado da tensão para o caso base e frente a possíveis contingências (interrupções de linha ou shunt), que exige uma resposta rápida da reserva da potência reativa. Um dos principais fornecedores de potência reativa é o gerador, que além de produzir potência ativa (mercado primário), também proporciona reserva de geração (mercado de reserva de potência) para a regulação primária e secundária da frequência, assim como para interrupções de fornecimento de outras unidades geradoras. A participação do gerador em três mercados diferentes é interdependente devido a sua capacidade física.

Este trabalho de dissertação apresenta uma metodologia para precificar a potência reativa considerando o acoplamento entre dois serviços ancilares (suporte reativo e reserva de potência) e o mercado primário (mercado de potência ativa). A metodologia considera dois diferentes métodos para o pagamento da reserva de potência, com os quais são realizadas simulações para a avaliação do seu impacto no custo da energia reativa.

A metodologia Proposta tem como objetivo evidenciar sinais econômicas aos agentes geradores ajudando-lhes a tomar decisões mais proveitosas no processo de ofertar ao mercado seus serviços ancilares. Também pretende servir como subsídio para as companhias geradoras pleitear eventuais compensações mais justas pelos reativos gerados.

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

No Capítulo 2, apresenta um resumo da problemática de potência reativa como um serviço ancilar, assim como também algumas das características dos diferentes tipos de compensação de potência reativa, vantagem e

desvantagens; tem-se uma visão geral do suporte de potência reativa e suas características ressaltadas.

No Capítulo 3, apresentamos uma metodologia para a precificação do suporte da potência reativa, considerando o acoplamento entre dois serviços ancilares, suporte de reativos e reserva de potência. Para tais fins uma estrutura de custos é realizada para formular o problema, e a resolução da mesma é feita pelas estratégias evolutivas.

No Capítulo 4, reportam-se os resultados numéricos obtidos para o sistema teste IEEE 14-barras e IEEE 30-barras modificados, utilizando um programa onde desenvolveu-se a metodologia proposta; considerando diferentes cenários.

Finalmente, no capítulo 5, as conclusões e considerações finais deste trabalho.

Capítulo 2

SUORTE DE POTÊNCIA REATIVA COMO UM SERVIÇO ANCILAR

2.1 Introdução.

A potência reativa não pode ser transmitida a longas distâncias devido a sua natureza local. Por tanto o suporte de potência reativa é realizado localmente, sendo feita basicamente com bancos de capacitores/reatores no sistema de transmissão, injeção ou absorção de potência reativa por meio dos geradores, compensadores estáticos, compensadores síncronos e ainda com ajustes de tap nos transformadores.

O gerenciamento da potência reativa é um elemento crítico para o Operador Independente do Sistema (OIS), que é o encarregado de assegurar a confiabilidade do sistema elétrico. Não obstante, o tratamento da potência reativa como um serviço ancilar é confiado ao critério heurístico do operador. Na maioria dos casos, uma tensão fixa programada é a única informação para o gerador. Não existem sinais econômicos claros para os serviços de potência reativa e geralmente nenhum requisito para o fornecimento da mesma. Processos transparentes e regras claras do mercado são necessárias para alcançar soluções reativas ótimas [17].

O fornecimento do serviço ancilar de potência reativa é uma questão técnica e econômica a ser considerada em todos os mercados competitivos de energia elétrica. Para garantir o fornecimento adequado deste serviço, torna-se necessário estabelecer um modelo econômico que inclua remuneração explícita por este serviço ancilar. Tal serviço exige uma reserva de potência reativa programada que poderá ser usada em tempo real pelo ope-

rador do sistema. Portanto, esta reserva não pode ser vendida no mercado de energia.

Um procedimento algumas vezes realizado para remunerar os provedores do serviço ancilar de potência reativa consiste em cobrir os custos de oportunidade e custos adicionais de operação devido ao fornecimento desse serviço. Um procedimento alternativo é estabelecer mercados específicos para serviços ancilares [24], com tendência a ser mais eficiente nos mercados elétricos competitivos, pois estimula a participação dos agentes fornecedores destes serviços.

2.2 Definição dos Serviços Ancilares.

Sob um ponto de vista amplo, o mercado de serviços ancilares é aquele que administra e gerencia produtos técnicos e humanos necessários para fazer viável a entrega de energia elétrica de qualidade e em condições seguras.

Neste mercado de serviços ancilares ou mercado secundário, há a intenção de lograr uma maior decomposição funcional entre as diferentes etapas da Geração, Transmissão e Distribuição, assim como no mercado de energia.

A definição precisa e rigorosa dos SA é um tópico de grande polêmica em diversos países. Na literatura registram-se várias propostas que divergem em aspectos relevantes, tendo assim cada país sua própria definição de serviços ancilares. A seguir, são apresentadas algumas definições para serviços ancilares.

Federal Energy Regulatory Commission.

Os serviços ancilares são aqueles necessários para prover o serviço básico de transmissão aos consumidores. Estes serviços compreendem desde ações que afetam a transação (como serviço de programação e despacho) até serviços que são necessários para manter a integridade do sistema de transmissão durante uma transação (como os serviços de acompanhamento de carga e de suporte de potência reativa) [7].

North American Electric Reliability Council.

Os serviços ancilares são os serviços requeridos que permitem áreas de controle e entidades de compra-venda operarem de modo confiável nas interconexões. Para a NERC, a palavras Serviços Ancilares não reflete adequadamente a essência natural nem os custos implicados destes serviços, portanto tais serviços são denominados de Serviços de Operações Interconectadas (SOI) [8] .

Florida Power and Light Company.

São aqueles serviços que são necessários para apoiar a transmissão de potência e energia desde a fonte até as cargas, mantendo uma operação confiável do sistema de transmissão segundo o correto funcionamento do mesmo [9].

Oak Ridge National Laboratory.

Os serviços ancilares são todas aquelas funções desenvolvidas por pessoas e equipes que geram, controlam e transmitem eletricidade como suporte aos serviços básicos de capacidade de geração, abastecimento de eletricidade e transmissão de potência [10].

National Grid Company.

Os serviços ancilares são necessários para prover segurança e estabilidade ao sistema, aplicando novas técnicas de controle e operação [11].

2.2.1 Classificações dos Serviços Ancilares

Nesta seção, abordamos as classificações da **Federal Energy Regulatory Commission (NERC)** dos 9 principais serviços ancilares referenciados em [12].

1. Categoria-1: Serviços requeridos para operação de rotina.

Controle do Sistema. A função do operador de área de controle é programar a geração e transação de potência ativa em tempo real para manter o balanço entre a geração e carga.

Controle de Tensão. É a injeção ou absorção de potência reativa pelos geradores ou capacitores para manter o sistema entre os limites de tensão.

Regulação. É o uso da geração ou carga para manter minuto-a-minuto o balanço entre a geração e a carga dentro da área de controle.

Seguimento de carga. Este serviço envolve o ajuste da capacidade de geração para seguir as variações de carga hora a hora.

Desbalanço de energia. O serviço considera o déficit ou excesso de energia causada pelo ajuste entre programação de energia e o fluxo atual de energia.

2. **Categoria-2: Serviços necessários para impedir que uma contingência se transforme em catástrofe.**

Reserva Girante. Este serviço inclui o ajuste de geração ante reduções imprevistas de geração ou incrementos instantâneos na carga.

Reserva Suplementar. Este serviço inclui a capacidade de geração (disponível em alguns minutos) quando a geração é perdida ou quando interrompida a transmissão.

Serviços de estabilidade da rede. Manutenção e uso de equipamento especial (power-system stabilizers and dynamic-braking resistors) para manter seguro o sistema de transmissão.

3. **Categoria-3: Serviços necessários para restaurar o sistema após de um blackout.**

Capacidade de Restauração do Sistema. Este serviço inclui a capacidade de restauração de uma condição de parada a uma condição de funcionamento sem ajuda da rede elétrica, e depois energizar a rede para ajudar a outras unidades se restaurarem depois de acontecido o blackout.

2.3 Suporte de Potência Reativa.

Um dos requisitos essenciais para um adequado suporte de potência é uma operação econômica confiável. Nesse contexto, geradores, compensadores síncronos, compensadores estáticos, reatores e capacitores chaveados e transformadores com mudança de tap durante a carga (LTC) (“on-

load tap change facilities") representam os componentes capazes de oferecer suporte à tensão no sistema.

A manutenção de um perfil adequado de tensão ao longo do sistema é uma tarefa complexa que traz custos associados. Tal complexidade tem origem no fato de que hoje em dia as linhas de transmissão estão sendo usadas de forma cada vez mais intensa, bem como pelas diferentes características do suporte de reativos.

Tipo de Equipamento	Velocidade de Resposta	Habilidade para Suporte de Tensão	Custo de Capital (Por kVAr)	Custo de Operação	Custo de Oportunidade
Gerador Síncrono	Rápido	Excelente, Capacidade Adicional a curto prazo	Difícil de Separar	Alta	Sim
Synchronous Condenser	Rápido	Excelente, Capacidade Adicional a curto prazo	\$30-35	Alta	Não
Capacitor	Lento Paso a Paso	Pobre, Dependente de V^2	\$8-10	Muito baixo	Não
Static VAR compensator	Rápido	Pobre, Dependente de V^2	\$45-50	Moderado	Não
STATCOM	Rápido	Regular, Dependente de V	\$50-55	Moderado	Não
Geração Distribuída	Rápido	Regular, Dependente de V	Difícil de Separar	Alta	Sim

Tabela 2.1: Características de los diferentes tipos de equipamentos de suporte de reativos

Cada fonte de reativos apresenta características técnicas particulares em termos dos requisitos dinâmicos do sistema, como por exemplo, velocidade de resposta. Dessa forma, enquanto geradores, compensadores síncronos e estáticos são geralmente empregados para o controle da tensão durante períodos transitórios, os transformadores LTC, reatores e capacitores comutados à derivação ("switched shunt") são responsáveis pelo controle da tensão de forma permanente. Essas características nos levam a concluir que geradores, compensadores síncronos e estáticos podem ser considerados como "fontes de reserva de potência reativa". As características dos diferentes tipos de equipamentos de suporte de potência reativa são resumidas na tabela 2.1 [25].

2.3.1 Produção de Potência Reativa por Geradores.

Diagrama de Capacidade.

Quando um gerador se conecta a uma barra infinita sua velocidade e tensões permanecem fixas e as potências de saída (tanto ativa como reativa) podem ser tratada como uma variável controlável. Mediante o torque se controla a potência mecânica real e esta controla a potência ativa de saída (P). Com a corrente de campo se controla a potência reativa (Q). A variação da corrente de campo corresponde ao controle de excitação que permite fornecer (sobre-excitar) ou absorver (sub-excitar) potência reativa [15].

As operações de controle sobre as variáveis P e Q num gerador síncrono estão limitadas pelos fatores físicos e de estabilidade. No diagrama de capacidade do gerador, geralmente chamada de carta de operação da máquina, pode-se mostrar todas as condições de uma operação normal dos geradores síncronos além de suas limitações. Logo, na geração de potência ativa e reativa, essas limitações são descritas através das equações 2.1 e 2.2;

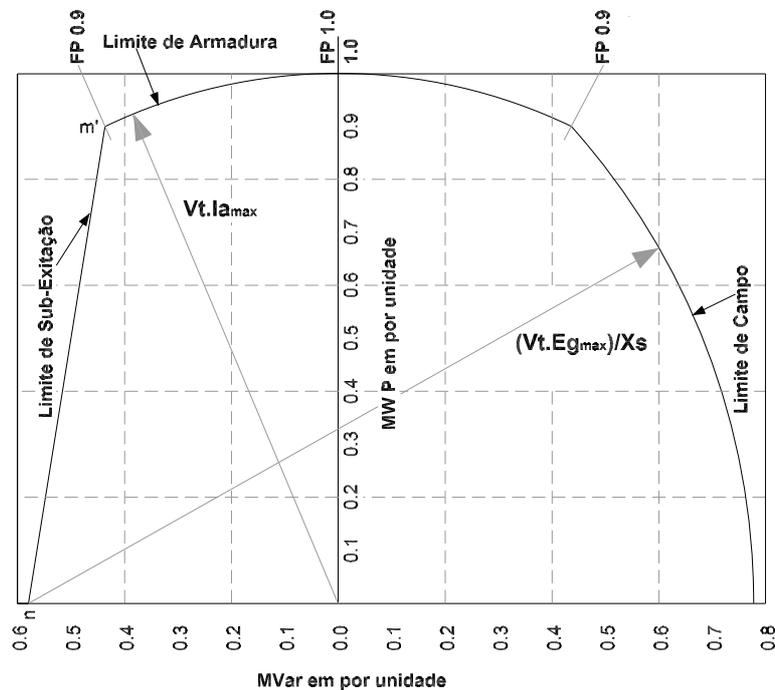


Figura 2.1: Diagrama de Capacidade de um Gerador de 635 MVA

$$P^2 + Q^2 \leq \left(\sqrt{V_t \cdot I_{a_{max}}} \right)^2 \quad (2.1)$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{Vt^2}{Xs}\right)^2 \leq \left(\frac{Vt \cdot Eg_{max}}{Xs}\right)^2 \quad (2.2)$$

Em que:

P = Potência ativa de saída da unidade geradora.

Q = Potência reativa da unidade geradora.

Vt = Tensão nos terminais.

Ia_{max} = Corrente máxima de armadura.

Eg_{max} = Tensão de excitação.

É aconselhável evitar as condições de operação na região de sub-excitação da curva por dois razões diferentes. A primeira delas está relacionada com a estabilidade do sistema e a segunda com o superaquecimento da máquina. Teoricamente, o chamado "limite de estabilidade" ocorre quando o ângulo δ entre Vt e Eg_{max} alcança os 90° . Não obstante, na prática a dinâmica do sistema complica a determinação do limite de estabilidade real. Por essa razão, os operadores das usinas elétricas evitam, quando possível, a operação sub-excitada da máquina. À medida que a máquina entra na região de sub-excitação de operação, as correntes parasitas são incrementadas, as quais são induzidas pelo sistema nas partes de aço da armadura. O aquecimento do tipo $I^2 \cdot R$ que acompanha a estas correntes também aumentam na região terminal da armadura. A fim de evitar o superaquecimento, os fabricantes preparam curvas de capacidade específicas para seus projetos de máquina síncrona e recomendam limites de operação. Portanto, a linha m'-n na figura 2.1 é mostrada somente para propósitos didáticos e ilustrativos.

Custos associados à produção de Potência Reativa.

A geração de potência reativa pode limitar a produção de potência ativa que uma máquina geradora pode produzir. Para um gerador que funciona em seus limites de operação, se o operador do sistema pedir um aumento na geração de potência reativa, este deverá diminuir a produção de potência ativa, para cumprir com as exigências. Assim, a geração de reativos implica em um custo direto e em outro indireto.

O custo direto é a soma dos custos de energia consumida de insumos (lubrificantes, químicos, água entre outros) do combustível consumido e da manutenção adicional relacionado diretamente com a produção de energia reativa, como por exemplo, o desgaste prematuro da máquina por aquecimento da excitatriz [20]. Isso é difícil de quantificar devido ao conhecimento inexato da perda de vida útil de máquina nestas condições de operação, a menos que o fabricante a especifique. O outro custo é indireto, pois corresponde ao custo de oportunidade por deixar de produzir potência ativa, ou seja, o gerador é forçado (em certo ponto de operação) a dar suporte de potência reativa. Este custo, que é discutido em detalhes no próximo Capítulo, pode ser resumido na seguinte fórmula:

$$C_{op} = p \cdot (P_1 - P_2) - (C(P_1) - C(P_2)), \quad (2.3)$$

onde C_{op} é o custo de oportunidade, p é o preço da potência ativa (preço do mercado), P_1 y P_2 correspondem à potência ativa com e sem maior geração de reativos, respectivamente com $P_1 > P_2$.

Ambos custos implicam que num esquema desregulado, onde existe uma bolsa de energia que equilibra a demanda com a geração. Deve-se reconhecer a potência reativa como um produto com custos associados e que não é independente da produção da potência ativa. Assim, o serviço de suporte de reativos deve ser reconhecida junto aos outros serviços ancilares e com um custo definido para prestação de serviços de injeção ou absorção de potência reativa .

2.4 Características de um Mercado de Suporte de Potência Reativa.

Um mercado de potência reativa difere de um mercado de potência ativa (energia básica) em certas características derivadas das diferenças nas propriedades desses tipos de fluxos de potência, tanto econômicas como físicas [21]. Os sistemas de transmissão são projetados para transmitir potência ativa e não reativa. Logo, é preferível que as fontes de potência reativa estejam perto das cargas que a requerem. Estas características impõem ao mercado restrições geográficas (fornecimento de potência concentrado

em regiões), o que pode implicar em possíveis manipulações financeiras por parte dos agentes fornecedores de potência reativa. É por esta razão que acontecem situações em que um gerador pode transformar-se numa unidade que indispensavelmente deve funcionar para manter o fluxo de reativos necessários ou incluso outro serviço ancilar, convertendo-se numa unidade de confiabilidade (Reliability Must-Run Unit); Este problema se torna ainda mais complicado se consideramos as reservas de reativos necessárias, uma vez que, estas podem ser utilizadas a qualquer momento (ocorrência de contingências).

Por razões de operação e de segurança é preferível que existam requisitos mínimos obrigatórios de funcionamento. Além disso, para que exista um mercado de potência reativa é preciso que estes requisitos possibilitem a operação em situações onde seja necessário uma capacidade reativa extra e que permitam aos participantes do serviço dispor de esta capacidade.

É por isso que um esquema de "direitos e deveres" dos serviços de suporte de potência, como tem acontecido em países que têm desenvolvido mercados de serviços ancilares, é uma forma razoável de gerenciar a potência reativa. Assim, os "deveres" dos serviços devem ser organizados em torno de contratos realizados neste mercado. Geralmente, em contratos a longo prazo se remunera a utilização efetiva do serviço e de maneira opcional a capacidade de potência reativa. Se a capacidade de potência reativa não é paga neste mercado, ela terá que ser retribuída quando usada com um maior custo.

2.5 Visão Global do Suporte de Potência Reativa

Uma descrição geral de diferentes sistemas elétricos do mundo será apresentada a fim de termos uma visão mais exata da organização e o funcionamento de alguns mercados elétricos, que se caracterizam pela presença de alguma forma de provisão e regulação sobre os serviços ancilares e que ainda diferem entre eles em vários aspectos.

2.5.1 Argentina

O Organismo Encarregado de Despachar (OED), subdivisão da companhia do mercado Maiorista Elétrico S.A (CAMMESA), é a responsável

de identificar as requisições de potência reativa e de programar os recursos para assegurar uma operação confiável. Todos os participantes do Mercado Elétrico Maiorista (MEM) (geradores, transmissores, distribuidores e grandes clientes), são responsáveis pelo controle de fluxo de potência reativa.

Entre as responsabilidades dos geradores estão:

- Entregar uma curva P-Q de capacidade atualizada.
- Proporcionar reativos até 95% da faixa permitida em qualquer ponto de operação dentro da curva de capacidade. E em forma temporal, quando é requisitado até 100% da faixa permitida em períodos de até no máximo 30 minutos.
- Informar se seus geradores podem operar como compensadores síncronos. Em caso contrario, informar a potência ativa mínima com a que podem funcionar em forma contínua incluindo os custos associados a operar neste modo.

Para os níveis obrigatórios mencionados não existe pagamento, mas existem multas pelo não cumprimento dos requisitos estabelecidos, por eventualidades que impeçam o cumprimento desses requisitos. Há também a possibilidade de realizar acordos com outro agente para substituir a obrigação do gerador omissor.

Se um gerador fornece potência adicional será remunerado por esta produção sempre que o Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE) autorizar para a segurança operacional do sistema. O cálculo aplicado para determinar os custos de produção de reativos aplica-se segundo a fórmula:

$$PUPRR_m = A.FRC_m \cdot \left(1 - \frac{PR_a}{PE_a}\right) \cdot PPI, \quad (2.4)$$

onde:

$PUPRR_m$ = Preço Unitário de Potência Reativa Remunerável mensal (US\$/kVAR-mes).

A = Porcentagem da investimento total do equipamento, considerando aqueles destinados exclusivamente para o controle de tensão.

FRCm = Fator de recuperação mensal do capital.

PRa = Potência remunerada ativa colocada a disposição. É calculada pela CENACE sobre a base do regulamento para o funcionamento do MEM.

PEa = Potência Efetiva Ativa (MW).

PPI = Preço por kW instalado utilizado no cálculo do preço unitário de potência ativa definido pelo CONELEC de acordo ao regulamento para o funcionamento do MEM.

2.5.2 Espanha.

Na lei do setor elétrico espanhol (no procedimento 7.4 chamado “serviços ancilares de controle de tensão da rede de transporte”), estabelece o modo em que os agentes do sistema elétrico prestam este serviço. Estes serviços são uma mescla de "deveres" que asseguram níveis mínimos de segurança em um sistema. O encarregado de gerenciar este serviço é o operador do sistema, o qual deve cumprir funções de despachar as ofertas e fiscalizar o cumprimento da prestação efetiva do serviço.

O serviço de controle de tensão se define como “o conjunto de ações sobre os recursos de geração e absorção de potência reativa (geradores, reactâncias, condensadores, etc.) e outros elementos de controle de tensão, como os transformadores com cambiador de tomadas, que são orientados a manter as tensões nas barras da rede de transporte dentro dos limites especificados para garantir o cumprimento dos critérios de segurança e qualidade do fornecimento elétrico”.

Participantes do Mercado e Coordenador do serviço

Os agentes provedores deste serviço são:

- Grupos geradores: cuja potência bruta é 30 MW ou mais, ou um conjunto de vários geradores pequenos conectados numa mesma barra cuja potência global é de 30 MW ou maior.
- Empresas Transmissoras: São os proprietários das redes, as quais provêm os recursos para o controle de tensão.

- Consumidores (fornecedores deste serviço): São clientes livres (consumidores não acolhidos a tarifa), com potência contratada igual ou maior a 15 MW, que podem entregar recursos ao sistema.
- Administradores das redes de distribuição.

O operador do sistema (OS) é o encarregado de coordenar e medir a prestação deste serviço. Para isso determina-se e publicam-se as níveis de tensão a manter nas barras necessárias, logo se atribui potências de despacho requisitadas aos diferentes provedores conforme a suas ofertas de capacidade. Dentro das obrigações dos provedores estão facilitar ao operador do mercado a informação necessária para liquidar o serviço à todos os provedores que forneceram serviço. Também é necessária a entrega de informação à Comissão Nacional do Sistema Elétrico (CNSE) para o conhecimento do serviço prestado por todos os provedores, para a pagamento do serviço prestado pelos administradores das redes de distribuição e para o pagamento da atividade de transporte.

Prestação do Serviço.

Como condição para conexão na rede, existem requisitos que são obrigatórios para cada agente participante, garantindo assim o correto funcionamento do sistema. Pelas condições, os participantes poderão ofertar seus possíveis recursos adicionais disponíveis. Inicialmente as ofertas do recurso adicional não têm preço de oferta associado, retribuindo sua concessão e utilização posterior mediante um sistema de preços regulados. Para cada agente existem distintas obrigações e formas de ofertar seus recursos adicionais, as quais são mostradas a seguir:

- Geradores: Precisam produzir uma quantidade mínima e obrigatória de potência reativa, tanto em geração como em absorção ($\cos\Phi$ capacitivo igual a 0,989 e $\cos\Phi$ indutivo igual a 0,989, para geração e para absorção, respectivamente - potência reativa equivalente ao 15 % da potência ativa máxima). Porém, é preciso deixar claro que é possível ofertar injeção ou absorção de potência reativa quando a geração ultrapassa os limites mínimos obrigatórios. Desta maneira, os geradores poderão apresentar ofertas de reativos via compensadores síncronos. A oferta deve indicar o mês e o ano em que se aplica.

- Transmissores: Estão obrigados a prestar serviço com todos os meios disponíveis na rede de sua propriedade: reactância, condensadores, transformadores com regulação, abertura de linhas para o controle de tensão e outros elementos de gestão de reativos e controle de tensão. O operador do sistema força os transmissores a seguirem as instruções para visar a segurança, não tendo que pagá-los por isso.
- Consumidores Provedores do Serviço: Devem cumprir com distintas faixas de fatores de potência segundo o período horário de pico. O consumo de potência reativa não pode exceder 33 % do consumo de potência ativa ($\cos\Phi = 0.95$ indutivo). Em horário fora do pico não pode existir entrega de potência reativa ($\cos\Phi = 1$ indutivo) e no horário de carga média deve-se cumprir ambas restrições. Além destes requerimentos obrigatórios, os consumidores podem ofertar seus recursos adicionais indicando mês, ano e período horário em que os recursos estarão disponíveis.
- Administradores da Rede de Distribuição: Devem cumprir os mesmos requerimentos que os consumidores provedores do serviço. Para isso devem utilizar os elementos de controle de tensão das instalações no âmbito de sua administração. Da mesma forma que os transmissores, eles não participam de ofertas ou remunerações pela capacidade adicional.

Consignação do serviço, Remuneração e Não-Cumprimento

A Consignação de recursos adicionais realiza-se com um ano de antecipação. É o operador do sistema o encarregado de aceitar as distintas ofertas dos geradores uma vez comprovado que reúnem os requisitos técnicos necessários. Para isso elabora-se o chamado plano de controle de tensão anual, onde se inclui toda a informação referente a concessão de ofertas adicionais para os geradores e consumidores além dos critérios de atuação dos elementos de controle da tensão para os transmissores e distribuidores.

A retribuição do serviço se realiza de forma diferenciada para consumidores provedores do serviço e geradores. Para cada um deles existem fórmulas de pagamento mensais por capacidade (potência reativa disponível) e por uso efetivo do controle de tensão (energia reativa gerada e absorvida). Em cada um dos casos há diferença entre energia reativa gerada e absorvida.

Quando um participante não pode cumprir com seus requisitos técnicos mínimos deve-se apresentar um informe sobre sua capacidade de geração e absorção de reativos e a autoridade pode permitir uma banda reduzida nestas situações. Em caso de descumprimento dos requisitos obrigatórios, aplicam-se fórmulas que penalizam economicamente pela energia reativa não entregue. Pelo não cumprimento na entrega dos recursos adicionais de oferta assinados também existem penalizações, as quais correspondem a um término negativo na formulação de retribuição do serviço e um coeficiente que desestimule estas faltas.

2.5.3 Reino Unido.

Desde antes da reestruturação do mercado elétrico do reino unido, a indústria, tem desenvolvido novos acordos para o fornecimento de potência reativa. Desde o primeiro de abril de 1998 se ha estabelecido um mercado de potência reativa em que se transa o pago de estes serviços proporcionados pelos geradores. A National Grid Company (NGC); é quem tem a responsabilidade de adquirir serviços ancilares da forma mais econômica, para isso possui um mecanismo dobre, mediante uma obrigação de serviço e mediante um incentivo comercial para adquirir reativos quando fornecer acima dos obrigatórios. desta forma a NGC ha facilitado e incentivado uma industria, com processos de mercado de ofertas abertas para a reserva e os serviços de potência reativa.

Neste contexto, existe uma obrigação de serviços, a qual é especificada no Grid Code que devem cumprir os grandes geradores e é remunerada mediante um contrato por "defeito". A este serviço chama-se Obligatory Reactive Power Service (ORPS). junto com o anterior, também existe um contrato de "mercado" para reforçar o subministro de reativos com excesso de capacidade dos geradores, a este serviço chama-se Enhanced Reactive Power Service (ERPS)

O Grid Code especifica que o controle de tensão é responsabilidade de cada gerador que forneça mais de 30 MW ou unidade BM (Balancing Mechanism Unit). em ele se exige que todas as unidades BM devem ser capazes de proporcionar sua potência Nominal (MW) em qualquer ponto de seu fator de potência entre 0.85 capacitivo e 0.95 indutivo, o que é medido nos terminais da unidade geradora. Os rendimentos da potência reativos, baixos condições estacionariam estáveis, deve estar totalmente disponível

se a tensão está dentro de uma faixa de $\pm 5\%$, já seja em 400kV, 275kV, 132kV a tensão mais baixa. Além disso a unidade geradora deve ter um sistema de controle da excitação automática que atue de forma contínua. Assim proporcionando um controle constante de tensão nos terminais da unidade BM, sem provocar instabilidade sobre a faixa de operações da unidade.

Os contratos por defeito proporcionam um mecanismo de pago que consta de duas partes, uma baseada na capacidade do gerador e outra baseada na utilização real do serviço. Os pagos pela capacidade variam no longo do sistema de transmissão e refletem o restante relativo ou déficit de potência reativa em cada um das 18 zonas elétricas do país. Estas Zonas, e os pagos potenciais, se descrevem na declaração da National Grid. Os Pagos por utilização, a diferença da capacidade, são uniformes para todos os geradores. Para cumprir com os requerimentos do sistema se dá a possibilidade de que este serviço seja provido por outro gerador (por exemplo um gerador pequeno), previu acordo entre geradores e National Grid, sempre e quando se cumpram os requisitos técnicos mínimos de conexão. Na prática, desde abril do ano 2000, para contratos por "defeito" só se há pagado a utilização do serviço, é dizer os pagos pela capacidade tem cessado.

Os contratos do mercado criam uma oportunidade para os geradores e outros provedores potenciais de reforçar os serviços obrigatórios de reativos, dando a oportunidade de oferecer seu excesso de capacidade. Com o fim de flexibilizar o gerenciamento da potência reativa dos geradores e a necessidade de estes recursos, estes contratos podem cobrir tanto o aporte obrigatório como o adicional. Os serviços oferecidos têm que ser notavelmente maior para que tenham algum impacto notável no sistema de transmissão. Unidades geradoras o centro de consumo de mais de 30 MW provavelmente são capazes de proporcionar um nível útil de serviço reativo. Geradores menores ou os grandes usuários (demanda) também podem oferecer estes contratos. Não obstante, estes são aceitos pela NGC somente quando o valor do serviço é relevante. Este serviço se remunera segundo a capacidade oferecido, pago por potência, e segundo a utilização efetiva do serviço, pago por energia. Estes contratos de mercado são fundamentais para que a NGC assegure a provisão de potência reativa. A modo de exemplo, desde abril até setembro do ano 2000, o 76% dos reativos foi fornecida por este tipo de contratos.

Ambos serviços, ORPS e ERPS, não inclui os casos em que se pre-

vêm o serviço de reativos quando os geradores funcionam como compensadores síncronos, como também os equipamentos de compensação estática (SVC's).

2.6 Comentários Finais

Neste capítulo revisou-se a problemática do suporte de potência reativa, como também as características dos diferentes equipamentos encarregados de fornecer este serviço. Revisando-se vários mercados elétricos que são referência para esta dissertação.

No capítulo seguinte se propõe uma metodologia para o fornecimento de potência reativa, tendo em consideração as implicações que tem este serviço nos mercados de energia e de reserva.

Capítulo 3

METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Introdução.

Com objetivo de garantir uma operação eficiente e segura do sistema, um conjunto de serviços é requerido; esses serviços complementares são usualmente denominados de ancilares. Uma das mudanças estruturais do setor elétrico é a formação de um mercado para os serviços ancilares. Estes serviços estão definidos como *produtos técnicos imprescindíveis para manter a integridade, qualidade e segurança operacional num sistema elétrico de potência*. No novo modelo, o operador independente do sistema (OIS) contrata os serviços ancilares de diversos provedores, cada um deles especializado num determinado serviço; isso permite, por exemplo, o operador poder contratar o serviço de controle de tensão com um gerador e controle automático de frequência com outro, como também contratar os dois serviços do mesmo gerador. A operação do sistema se realiza com a carga variando constantemente, exigindo que a geração acompanhe as oscilações da mesma, de modo a manter a frequência no valor nominal. Cada gerador, provido de regulador automático de frequência, reage de forma natural ante uma variação de frequência como consequência do desequilíbrio da carga/geração. Este tipo de regulação é denominado de regulação primária. De forma complementar a este serviço, algumas unidades geradoras participam do controle automático da geração (CAG), visando manter o erro de frequência nulo e os intercâmbios de potência de acordo com os programados pelo operador; este tipo de regulação é chamado de regulação secundária.

O serviço ancilar de potência reativa é necessário para manter o perfil de

tensão no sistema. Este serviço pode ser fornecido por agentes qualificados (geradores, banco de capacitores, compensadores síncronos e estáticos) que deverão operar quando solicitados pelo OIS. Ele se caracteriza por ser um serviço de efeito local, logo seu impacto é maior em sistemas de características radiais, uma vez que não é prático transmitir reativos para atender necessidades remotas.

Na operação dos sistemas de transmissão de potência, os problemas de tensão e potência reativa podem ocorrer a qualquer momento devido a contingências e/ou alterações na demanda. Portanto, são necessárias decisões de controle adequado em um período de tempo relativamente pequeno para melhorar o estado de operação de modo a não comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

Além disso, o OIS tem que atender a variações abruptas e imprevisíveis tanto da carga como da geração. Estas variações podem ser causadas por falhas do sistema de geração ou de transmissão e também pelas perdas de grandes blocos de carga (contingência). Neste caso será requerida uma reserva significativa de potência ativa, chamada de reserva girante que está disponível em áreas estratégicas do sistema para atender requisitos de segurança.

É evidente que o gerador pode prestar mais de um serviço ancilar, sendo necessárias definições de procedimentos e compensações para o provedor deste tipo de serviço que poderia limitar ou diminuir a prestação de outro serviço ancilar, como é o caso de suporte de potência reativa e reserva de potência. Quando acontece uma contingência, o operador solicita suporte de potência reativa ou reserva de potência, ambos ao gerador, mas como ele oferece os dois serviços, um deles pode ser comprometido ou diminuído como se observa na figura 3.1, devido as limitações do gerador.

Do ponto de vista do agente gerador, a participação no mercado de energia, de reserva e de potência reativa fica acoplado pelas restrições de suas unidades geradoras modeladas através da curva de capacidade.

Logo, é importante para este agente analisar o impacto das decisões da OIS e das ofertas oferecidas nos 3 mercados no retorno financeiro global, e ter subsídios para demandar eventuais reposições nestes mercados.

Serviços Ancilares do Gerador Síncrono

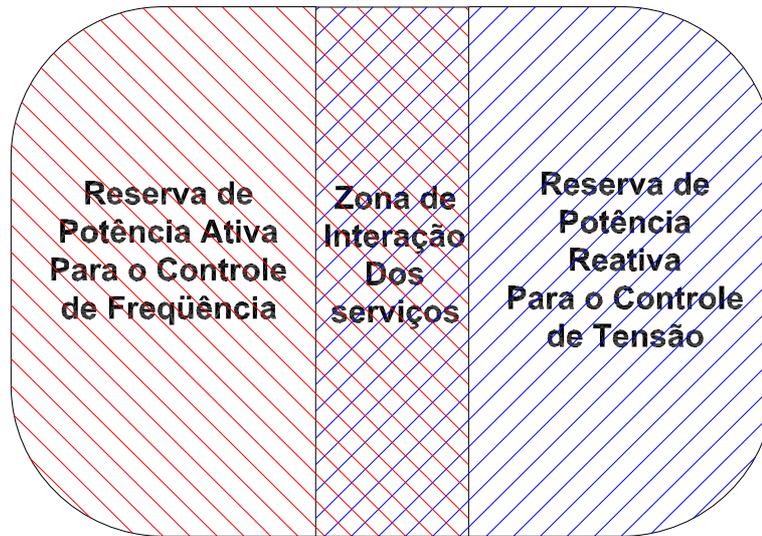


Figura 3.1: Interação dos serviços ancilares do gerador

3.2 Metodologia Proposta

A metodologia proposta tem como objetivo minimizar o custo total do suporte de potência reativa, ou seja, identificar as fontes (geradores) que atendam a necessidade de reativos com menor custo total por este serviço. São levados em conta o custo de oportunidade para as unidades geradoras, tanto no mercado de potência ativa (mercado primário) como no mercado de reserva de potência ativa (reserva girante).

Em outras palavras, se uma unidade geradora precisa reduzir sua participação no mercado de reserva de potência e também reduzir seu fornecimento de potência ativa (para atender requisitos de segurança de tensão), estas perdas de receita deverão ser refletidas no custo do suporte de potência reativa como custo de oportunidade. Para construir a curva de custos e formular a solução do problema, são assumidas as seguintes hipóteses:

Curva de Capacidade Conhecida. - a curva de capacidade tem que ser fornecida pelos geradores participantes no mercado.

Mercado de Potência Ativa Fechado. - Conhecimento das potências programadas de cada gerador, como o preço marginal da energia.

Mercado de Reserva de Potência Ativa Fechado. - conhecimento das reservas de potência programada de cada gerador.

Suporte de Reativos Proporcional à Potência Ativa. - a potência reativa dos geradores é fornecida proporcionalmente à sua potência ativa sem custo algum, de acordo ao planejamento padrão da NERC [8] que corresponde ao fator de potência de 0.9 e 0.95 para consumo e fornecimento, respectivamente.

3.2.1 Suporte de Potência Reativa por um Gerador

O gerador é um agente fornecedor de potência ativa e reativa no sistema elétrico e seu fornecimento está limitado por sua curva de capacidade (ver figura 3.2). Devido a estas limitações, os fornecimentos da potência ativa e reativa são interdependentes. O gerador síncrono normalmente trabalha numa determinada potência P_I (potência programada) como assimilado no gráfico 3.2. O gerador também pode suprir alguns serviços ancilares, tais como reserva de potência para o controle primário como também para o controle secundário de frequência, e ainda, reserva de potência reativa para o controle da tensão.

Todos os geradores têm as condições para fornecer ou absorver a potência reativa frente a uma contingência. Porém a potência reativa tem um comportamento diferente, sendo mais um problema de caráter local e por isso tem que ser resolvido localmente. Para determinadas contingências, um ou alguns geradores fornecerão ou absorverão potência reativa pela alocação privilegiada que eles têm no sistema. Nestes casos o gerador síncrono (ver figura 3.2) só pode gerar potência reativa até Q_B sem comprometer a reserva de potência. Se precisar fornecer mais potência reativa, a reserva de potência diminuirá gradativamente até atingir o zero, o que corresponde ao limite de Q_C . Se o sistema precisar ainda mais de potência reativa, a potência programada P_I será comprometida, sendo esta reduzida até P_F , o que corresponde a uma potência reativa de Q_D , acarretando assim um custo para o gerador, o qual deverá ser compensado pela perda de oportunidade por usar seu recurso principal para outro propósito. O custo de oportunidade é definido economicamente como o **benefício que se perde por não usar um recurso da melhor maneira possível** [13] [14].

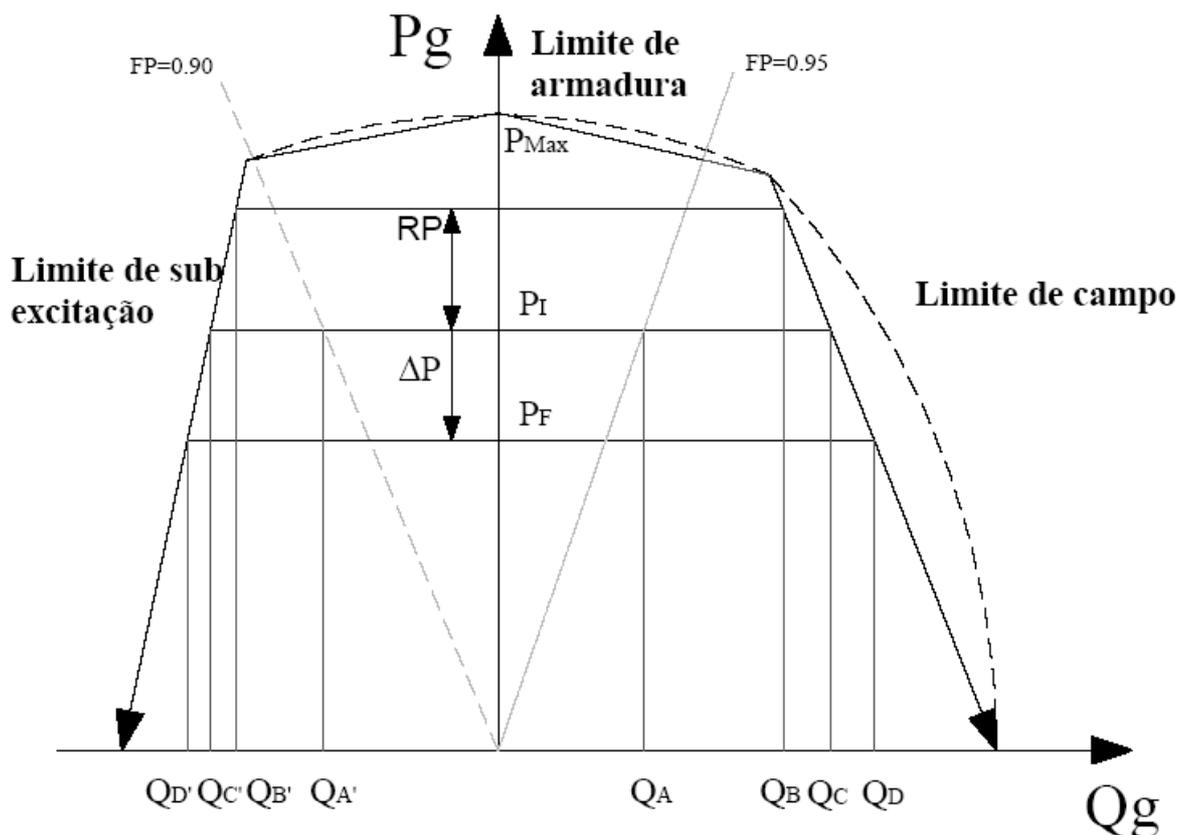


Figura 3.2: Curva de Capacidade do Gerador

3.2.2 Custo da Reserva de Potência num Gerador

A reserva de potência é um produto fundamentalmente diferente do "mercado de energia ¹". Enquanto a energia negociada neste mercado é programada antecipadamente a sua utilização, a reserva de potência é disponibilizada on-line para o uso imediato se ocorrer uma contingência no sistema (falha de geração ou linha de transmissão). O preço da reserva de potência será diferente do preço spot. A oferta para a reserva de potência vem dos geradores, que também atendem o mercado spot de energia [23]. A quantidade da reserva de potência negociada pode vir de qualquer número de fontes (geradores), dependendo do nível de confiabilidade e de segurança que se quer. O operador pode calcular e comprar toda a reserva necessária para manter um padrão mínimo para o sistema. Além disso, os grupos geradores podem fornecer suporte de potência reativa para manter o perfil

¹Entidade de direito privado, atuando segundo regras e procedimentos de mercado fixados, destinada a viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes, por meio de contratos bilaterais em um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados

de tensão em suas respectivas áreas.

Devido à interdependência existente num gerador entre a potência ativa e reativa, o fornecimento de potência reativa compromete a reserva de potência em duas regiões do gerador. Nestas regiões (Q_B-Q_C e $Q'_B-Q'_C$) que correspondem ao suprimento e consumo de potência reativa respectivamente (vide figura 3.2), à medida que o gerador fornece ou consome maior potência reativa, a reserva de potência diminui.

O preço da reserva de potência pode ser maior ou menor que o preço spot, dependendo se os pagamentos da reserva são feitos para a potência real entregue ou para a potência que é simplesmente reservada. Duas formas de compensação econômica para geradores são as seguintes :

Método 1 - Pagamento pela Potência Suprida

Neste método, um gerador que vende reserva de potência é remunerado pela reserva de potência somente se a reserva de potência é usada realmente. Conseqüentemente, o preço da reserva será maior que o preço spot (preço do mercado), devido ao excesso da capacidade do gerador ter um custo unitário maior que o preço spot [22]. O gerador recebe um benefício na venda de reserva de potência somente para os períodos quando a reserva é necessariamente usada e recebe retorno nulo quando não é usada. A formulação deste método é a seguinte.

$$\mathbf{CR = TR \times PV \times H}$$

Em que:

CR : Custo da reserva.

TR : Tarifa de reserva de potência.

PV : Potência vendida.

H : Tempo (horas).

Método 2 - Pagamento por Reserva Atribuída

Neste método, as companhias de geração recebem pagamento por unidade de reserva em todo o período que esta estiver potencialmente disponível e recebem compensação diferenciada quando essa reserva estiver sendo utilizada [23]. A formulação é a seguinte:

$CR = TR \times RP$: se não for usada (custo por potência).

$CR = TP \times PV \times H$: se a reserva for usada (custo pela energia).

Em que:

CR : Custo da reserva.

TR : Tarifa de reserva de potência.

TP : Tarifa de potência (preço do mercado).

RP : Reserva de potência.

PV : Potência vendida.

H : Tempo (horas).

3.2.3 Custo de perda de oportunidade.

O OIS pode requisitar, para garantir uma operação eficiente e segura do sistema, o redespacho de um gerador reduzindo sua potência de saída ativa a fim de permitir que a unidade produza ou absorva mais potência reativa; o gerador pode receber um pagamento pelo custo de oportunidade perdido (Cust-Op) [26]. O método para calcular o Cust-Op é baseado nos seguintes fatores:

PM : Preço marginal.

PI, PF : Potência Inicial e final (MW).

F(p) : Curva de custos do gerador.

A figura 3.3 descreve o cálculo do custo de oportunidade perdido para um gerador, o qual reduz seu suprimento de potência ativa para fornecer maior suporte de potência reativa.

Como a potência ativa foi reduzida, o gerador receberá menor retorno financeiro. Porém, ao reduzir sua geração, o gerador também diminui o custo da mesma. A redução da renda para o gerador (ΔR) pode ser descrita através da equação 3.1.

$\Delta R =$ **Redução no lucro**

$\Delta R =$ **Perda de receita bruta - Economia por reduzir a geração**

$$\Delta R = PM * (PI - PF) - \int_{PI}^{PF} f(p).dp \quad (3.1)$$

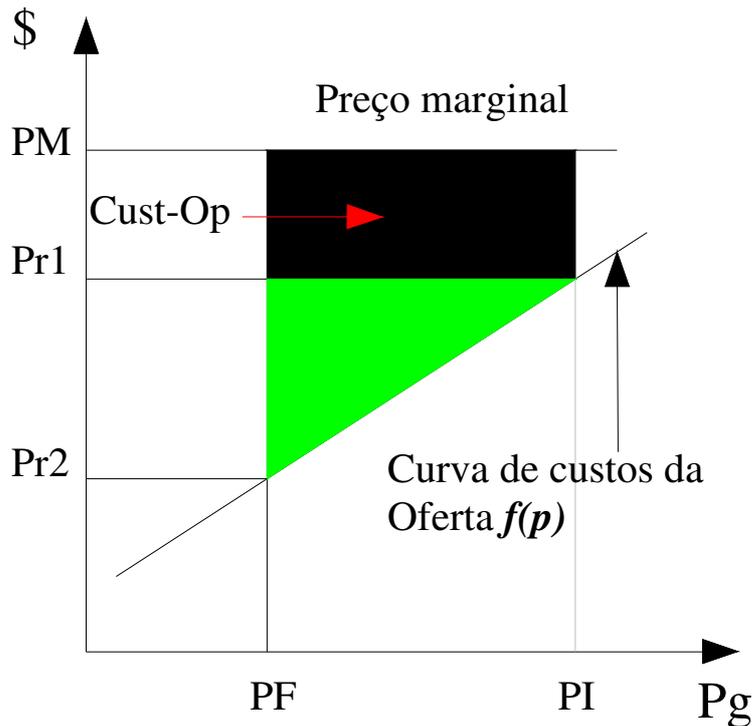


Figura 3.3: Custo de Oportunidade

O primeiro termo da equação 3.1 denota a renda perdida pelo gerador quando sua potência ativa é reduzida de PI até PF. O segundo termo corresponde à redução no custo de geração. Observa-se que, ΔR também é igual à economia do OIS. A economia do gerador (ΔS) por reduzir sua potência descreve-se na equação 3.2; o qual é representado na figura 3.3 pela area do triângulo com vértices em (PF;Pr1), (PF;Pr2) e (PI,Pr1).

$\Delta S =$ **Economia na produção do gerador por reduzir sua potência Ativa**

$$\Delta S = Pr1 * (PI - PF) - \int_{PI}^{PF} f(p).dp \quad (3.2)$$

O Cost-Op do gerador é igual à diferença entre ΔR e ΔS ; o qual corresponde à área destacada com preto na figura 3.3.

$$\text{Cost-Op} = \Delta R - \Delta S$$

$$\text{Cost-Op} = (PM - Pr1) * (PI - PF) \quad (3.3)$$

3.2.4 Estrutura de Custos do gerador.

Neste trabalho são definidas 8 regiões de operação do gerador síncrono para o fornecimento ou consumo da potência reativa. Duas regiões pertencem ao fornecimento obrigatório dos geradores para consumir e suprir potência reativa. Em outras duas regiões, o gerador pode ofertar suporte de potência reativa sem implicação de prejuízo de outros serviços ancilares ou participação em outros mercados. Há duas regiões que são sempre prejudiciais para reservas de potência ativa, quando o gerador fornece potência reativa. Finalmente, têm-se as últimas duas regiões em que o gerador será obrigado a reduzir sua potência ativa programada para uma operação eficiente e segura do sistema.

Dependendo do ponto de operação do gerador e/ou atendimento a uma requisição do OIS, os agentes geradores farão jus à compensação financeira (CF). Logo é de grande importância que o OIS e agentes tenham acesso transparente aos custos incorridos na geração deste serviço, de forma que esses cenários possam ser analisadas e tomar as decisões que satisfaçam a todos os agentes envolvidos

Região $(0 - Q_A)$ e $(0 - Q'_A)$: A produção de potência reativa nestas duas regiões é obrigatória para o gerador, logo, o mesmo não receberá compensação financeira alguma pelo serviço. Esta região corresponde ao fator de potência de 0.9 e 0.95 para consumo e fornecimento respectivamente, de acordo ao planejamento padrão da NERC [8].

O gerador não tem direito a receber compensação financeira pela produção de potência reativa nestas regiões.

$$CF = 0$$

Região $(Q_A - Q_B)$ e $(Q'_A - Q'_B)$: Nestas duas regiões o gerador pode ofertar potência reativa (injeção ou absorção de potência reativa), sem precisar de usar a reserva de potência nem reprogramar a potência gerada. Porém, à medida que aumenta a produção ou absorção de potência reativa, aumentam as perdas de potência ativa no enrolamento do gerador. Logo, o gerador deverá ser compensado pelo custo das perdas ativas adicionais (provavelmente nas horas de pico) e também pela disponibilidade deste serviço.

Nestas regiões, o gerador recebe compensação financeira
de duas fontes:
 $CF = \text{Disponibilidade do serviço} +$
 $\text{Custo de Perdas no Gerador}$

Esta estrutura de pagamento é muito difícil de formular devido à complexidade implicada na determinação do pagamento da disponibilidade. Provavelmente, pode ser determinado pelo OIS a partir do impacto no sistema pela indisponibilidade ou o custo de oportunidade de não ter o serviço do gerador. Ademais, a determinação do custo das perdas pode ser difícil devido as variações dos preços no sistema e dos parâmetros da máquinas.

Região $(Q_B - Q_C)$ e $(Q'_B - Q'_C)$: Nestas regiões o gerador injeta e absorve potência reativa, respectivamente. Isto significa maiores perdas ativas no enrolamento do gerador. Além disso, a reserva de potência ativa é sacrificada, sendo esta reduzida na medida que é aumentada a produção ou absorção de potência reativa. Nestas regiões o gerador tem que ser compensado pela disponibilidade, perdas ativas no gerador e pela perda de reserva de potência oferecida ao sistema.

Nestas regiões o gerador receberá uma compensação financeira
formada por três componentes:
 $CF = \text{Disponibilidade do Serviço} +$
 $\text{Custo de Perdas no Gerador} +$
 $\text{Custo da Reserva de Potência Comprometida}$

Região $(Q_C - Q_D)$ e $(Q'_C - Q'_D)$ Nestas regiões o gerador reduz sua potência de saída programada a fim de permitir que a unidade produza ou absorva mais potência reativa para atender requisitos de segurança. O gerador deverá ser compensado pela perda de oportunidade, através da tarifa do serviço de fornecimento de potência reativa, a qual deverá considerar a remuneração da venda programada da potência ativa dado pela eq. 3.3.

Nestas regiões, a compensação financeira atribuída ao gerador tem as três componentes seguintes:

CF = Disponibilidade do Serviço +
Custo de Perdas no Gerador +
Custo da Reserva de Potência Comprometida +
Custo de oportunidade

De acordo com a estrutura de custos do gerador descrita anteriormente, é possível generalizar a CF, o que permite formular matematicamente a estrutura de ofertas.

$$\begin{aligned}
CF(Q^i) = & \int_{QD'}^{QC'} K'_{CO}.dQ + \int_{QC}^{QD} K_{CO}.dQ + \int_{QA'}^{QB'} CRE'.dQ + \\
& \int_{QA}^{QB} CRE.dQ + \int_{QB'}^{QC'} (K_{RES2} * CRP + CRE').dQ + \\
& \int_{QB}^{QC} (K_{RES1} * CRP + CRE).dQ \tag{3.4}
\end{aligned}$$

Os coeficientes da equação 3.4 representam os componentes do custo da potência reativa, os quais são de responsabilidade do gerador por prover este serviço. O significado desses coeficientes é descrito a seguir:

$CF(Q^i)$: Compensação financeira do gerador i;

CRE : Custo da potência reativa extra fornecida pelo gerador ;

CRE' : Custo de potência reativa extra consumida pelo gerador;

K_{RES1} : Constante de proporcionalidade na região QB-QC da reserva de potência;

K_{RES2} : Constante de proporcionalidade na região QB'-QC' da reserva de potência;

K'_{CO} : Constante de proporcionalidade na região QD'-QC' do custo de oportunidade;

K_{CO} : Constante de proporcionalidade na região QD-QC do custo de oportunidade;

CRP : Custo da reserva de potência.

3.2.5 Processo de compra de reativos.

O processo de aquisição de potência reativa está composto por um fluxo de informações dos sub-processos e das interações entre eles. Esse processo de aquisição é necessário para o OIS administrar e integrar os serviços de potência reativa com outros serviços do mercado. Os geradores que participam do mercado enviam ao OIS suas curvas de custo para o mercado de potência ativa.

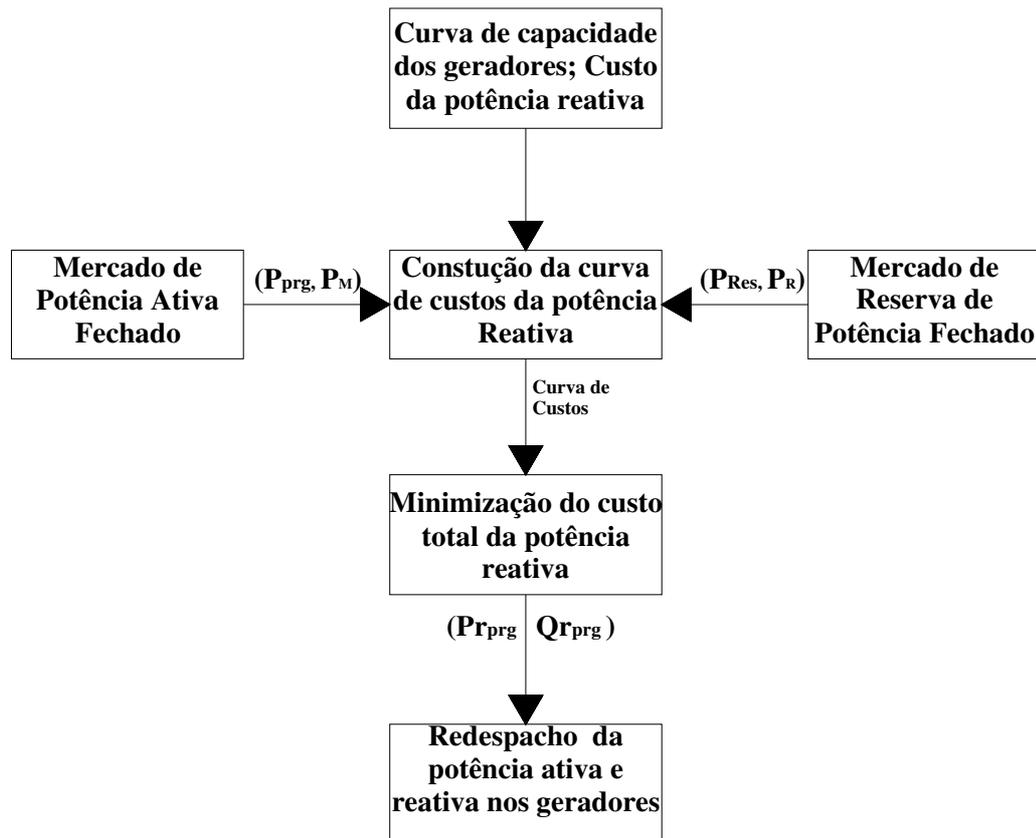


Figura 3.4: Diagrama do processo de aquisição de reativos

Uma vez fechado o mercado de potência ativa, as potências horárias programadas P_{Prg} e o preço do mercado são conhecidos. Logo é verificado o mercado da reserva de potência, obtendo-se no fechamento as reservas programadas e o preço dessa reserva. Então, o processo da construção da curva de potência reativa é realizado pelo OIS ou pelos geradores em função das saídas reativas. As curvas reativas refletem os custos de perda de oportunidade no mercado da potência ativa, bem como na reserva de potência e a capacidade reativa adicional quando for solicitado pelo OIS. O processo da aquisição de potência reativa permite concorrência local

através de um processo de busca ótima de reativos mais baratos. A figura 3.4 contém um diagrama de blocos que resume o processo de aquisição de reativos.

3.3 Formulação do problema.

Nesta formulação, assume-se que OIS será o responsável de construir as curvas de custo da potência reativa, dispondo todos os dados necessários para o cálculo requerido. Por outro lado, é também possível permitir que os participantes do mercado submetam suas curvas de custo de potência reativa depois de fechar o mercado primário de energia.

Após construídas as curvas de custo de potência reativa, realiza-se um processo de otimização de potência reativa para a programação diária. Este processo calcula a potência reativa e as tensões programadas nas quais o custo total de reativos é mínimo. Este problema é formulado matematicamente como segue:

$$\text{Min } CFT(Q_g) + \Delta P_{Ref} \cdot \lambda \quad (3.5)$$

$$= \sum_{i=1}^{NG} CF(Q_g^i) + \Delta P_{Ref} \cdot \lambda \quad (3.6)$$

Sujeito a:

$$h(V, Q_g, P_{Prog}, \Theta) = 0 \quad (3.7)$$

$$V_{Min} \leq V \leq V^{Max} \quad (3.8)$$

$$Q_{Min} \leq Q \leq Q^{Max} \quad (3.9)$$

Onde:

$CFT(Q_g)$: Compensação financeira total;

$CF(Q_g^i)$: Compensação financeira do gerador i;

$\Delta P_{Ref} \cdot \lambda$: Custo associado ao ajuste de potência no sistema.

$h(V, Q_g, P_{Prog}, \theta)$: Equações de fluxo de potência;

V_{Min}, V^{Max} : Restrições de tensão;

Q_{Min}, Q^{Max} : Restrições de potência reativa nos geradores;

NG : Número de geradores do sistema;

O problema de reativos, em geral, não pode ser resolvido apenas com técnicas baseadas em análise matemática; por exemplo, quando um gerador sabe que o operador precisa ou vai precisar de seu suporte de potência reativa ele pode fazer uso do poder que tem no mercado para ter maior lucro; neste contexto nenhuma técnica convencional é suficiente. O operador para minimizar os custos associados ao suporte de reativos deve desenvolver regras apropriadas do mercado (tais como mitigação de preços de oferta ou ofertas de longo prazo).

3.4 Resolução do problema por estratégias evolutivas.

Para solucionar o problema formulado na seção anterior, um processo de otimização será realizado considerando todos os geradores. Dada a não linearidade das funções implicadas, as técnicas de inteligência artificial (IA) se tornam atrativas. Neste trabalho, o processo de otimização é realizada utilizando uma técnica meta-heurística, denominada Estratégias Evolutivas (EE). Esse problema é resolvido pela EE multi-indivíduo ou $(\mu + \lambda)$ - EE. A notação $(\mu + \lambda)$ indica que os novos μ indivíduos que formarão a nova população de pais são selecionados da união da população de pais com a de descendentes. Note que este mecanismo permite que os melhores indivíduos da população total sejam a nova geração. O método é elitista, permitindo, assim, que a estratégia atinja o ótimo global [18]. Na figura 3.5 é apresentado um fluxograma do algoritmo proposto. A seguir, descreve-se de maneira detalhada cada passo do algoritmo.

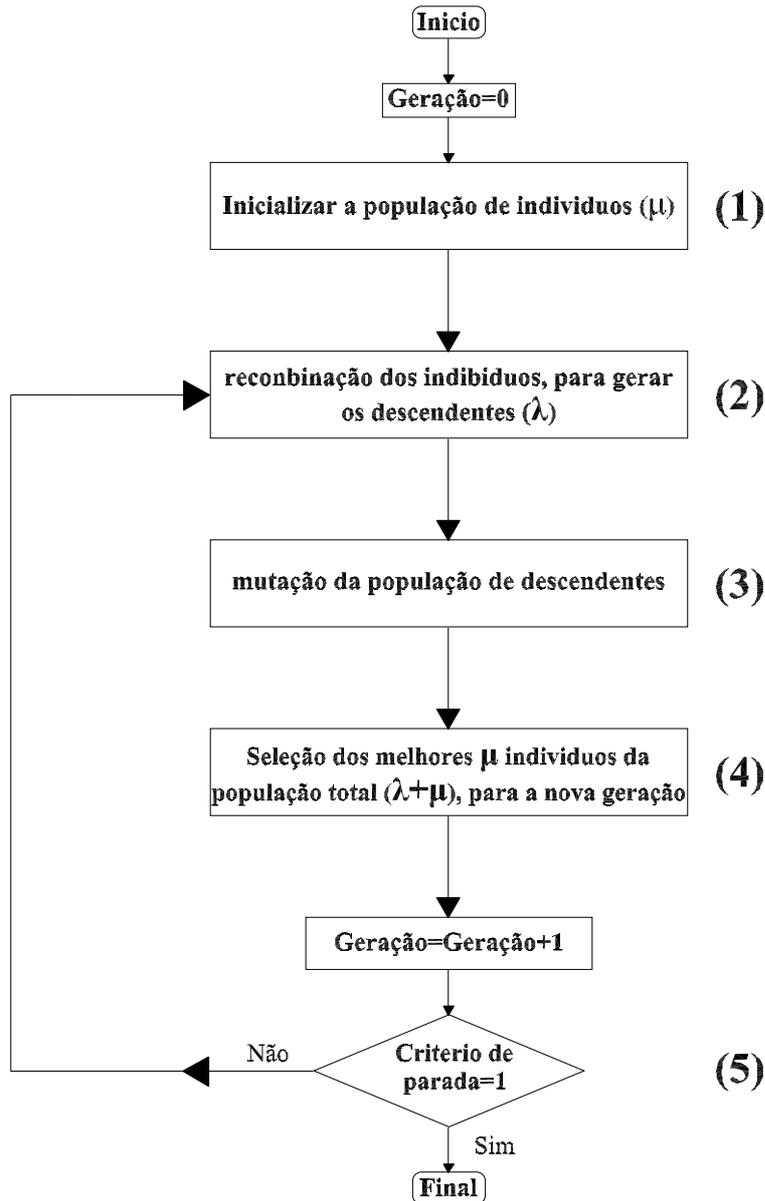


Figura 3.5: Fluxograma do algoritmo proposto

3.4.1 Inicialização.

Como as potências reativas dos geradores são as variáveis a serem otimizadas, arbitramos a potência reativa gerada por cada unidade como um gene de um indivíduo. Assim, um determinado indivíduo i terá N genes como indicado a seguir:

$$P_i = ([Q_{i1}, Q_{i2}, \dots, Q_{ij}, \dots, Q_{iN}], [\sigma_{i1}, \sigma_{i2}, \dots, \sigma_{ij}, \dots, \sigma_{iN}]) \quad (3.10)$$

sendo

N - o número de geradores do sistema;

P_{ij} - j -ésimo gene do indivíduo i ;

σ_{ij} - desvio padrão associado ao gene P_{ij} .

Assim, uma população inicial $(P; \sigma)$ é formada por vetores indivíduos formando uma estrutura matricial de ordem $\mu \times N$ como mostrado a seguir:

$$\mathbf{Q} = \begin{pmatrix} Q_{11} & \dots & Q_{1j} & \dots & Q_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Q_{i1} & \dots & Q_{ij} & \dots & Q_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Q_{u1} & \dots & Q_{uj} & \dots & Q_{uN} \end{pmatrix}, \sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \dots & \sigma_{1j} & \dots & \sigma_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{i1} & \dots & \sigma_{ij} & \dots & \sigma_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{u1} & \dots & \sigma_{uj} & \dots & \sigma_{uN} \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Essa população é inicializada de maneira aleatória como pode ser visto figura 3.6, onde Q_{ij} é um valor aleatório, que deve satisfazer a equação 3.12 e o fluxo de potência. Os desvios padrão são todos inicializados com valores aleatórios no intervalo $[-1.0; 1.0]$.

$$Q_j^{min} \leq Q_{ij} \leq Q_i^{max} \quad (3.12)$$

$$\forall (i = 1, \dots, \mu, e j = 1, \dots, N)$$

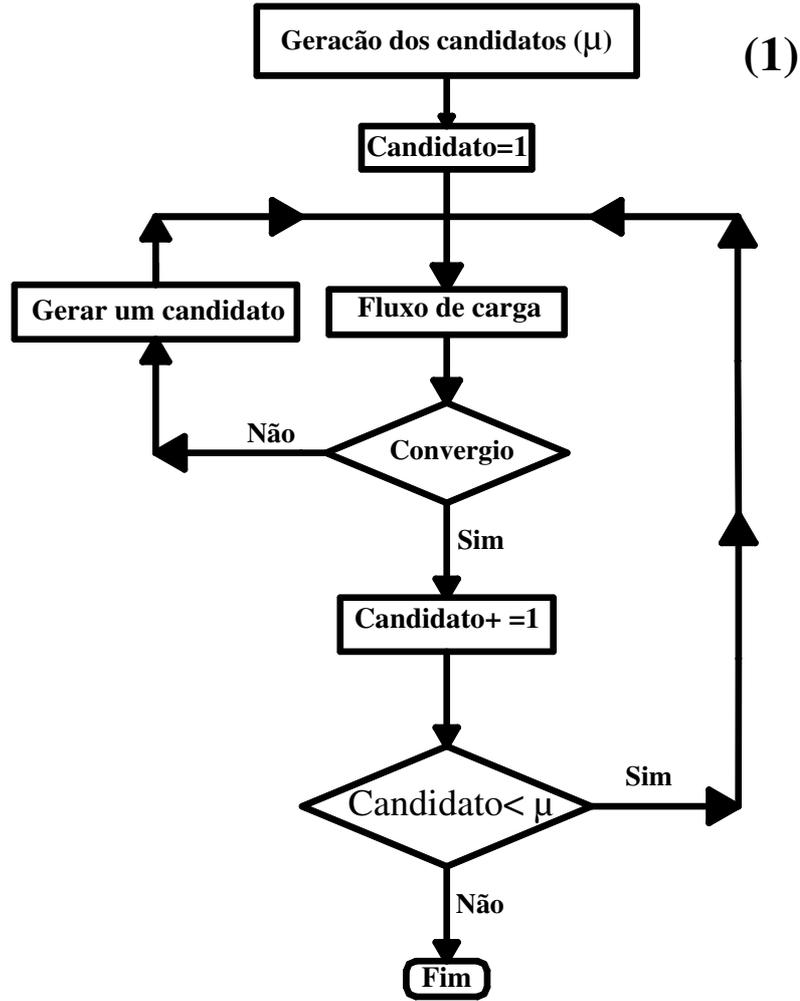


Figura 3.6: Fluxograma para inicializar a população

3.4.2 Recombinação dos indivíduos.

Nesta etapa, após gerar a população de μ indivíduos, criam-se os indivíduos descendentes (λ) através do processo de recombinação. Na implementação desta dissertação, foi utilizada a **recombinação Discreta** [18], no qual cada componente do vetor a ser gerado é copiado da componente correspondente de um indivíduo selecionado aleatoriamente da população de pais. Assim, o novo descendente P_{kj} é produzido como segue:

$$Q_{k,j} = rand \begin{pmatrix} Q_{1j} \\ \vdots \\ Q_{\mu,j} \end{pmatrix}, \quad \forall (j = 1, \dots, \mu, \text{ e } k = 1, \dots, \lambda) \quad (3.13)$$

sendo que $\text{rand}(\cdot)$ retorna um elemento tomado aleatoriamente e λ é o tamanho da população de descendentes. Procedimento idêntico ao mostrado na equação 3.13 é feito para a população de desvios padrão. As restrições de fluxo de potência também são cumpridas neste estágio, como apresentado na figura 3.7.

A recombinação é um operador de grande importância nas EE's, pois permite a troca de genes entre diversos indivíduos, estimulando a diversidade na população de descendentes.

3.4.3 Mutação.

Após o cruzamento, os λ descendentes obtidos no passo anterior sofrem um processo de muta o via método da muta o gaussiana. O desvio padrão (σ) determina a taxa de muta o da variável objeto (Q). Desse modo, primeiramente deve ser realizado o auto ajuste dos desvios padrão para em seguida utiliz -los na muta o das variáveis Q_{ij} . Esse processo   realizado de acordo com as seguintes expressões:

$$\sigma_{kj} = \sigma_{kj} \cdot \exp\left(\tau' N_k(0, 1) + \tau N_j(0, 1)\right) \quad (3.14)$$

$$Q_{kj} = Q_{kj} + N(0, 1) \quad (3.15)$$

$$\forall (j = 1, \dots, N, ek = 1, \dots, \lambda)$$

sendo $N(0,1)$ um número aleatório com distribui o Gaussiana de média zero e desvio padrão unitário.

O fator $\tau' N_k(0, 1)$ permite mudanças globais na mutabilidade, ou seja, todos os genes de determinado indivíduo possuem a mesma taxa de muta o. Já o fator $\tau N_j(0, 1)$ permite mudanças individuais, isto  , cada gene tem sua própria taxa de muta o.

Os fatores τ e τ' são definidos com "taxas de aprendizagem" e possuem os valores $\tau = \left(\sqrt{2N}\right)^{-1}$ e $\tau' = \left(\sqrt[4]{4N}\right)^{-1}$, respectivamente. Estas expressões foram sugeridas por [19].

Neste estágio continua-se controlando a restrição do fluxo de potência. Portanto, caso não seja respeitada esta restrição, é gerado um indivíduo para substituí-lo, como mostrado na figura 3.8.

3.4.4 Avaliação

A avaliação das soluções candidatas determinará quais indivíduos são melhores adaptados para sobreviverem nas gerações futuras. Basicamente, este processo implica na avaliação da função objetivo (*fitness*) para cada solução candidata. As melhores μ soluções serão selecionados para a próxima geração.

Assim, a "função fitness" é dada pela seguinte equação.

$$Mimf = f_{perdas} + f_{custo} + f_{pena} \quad (3.16)$$

Em que:

$$f_{perdas} = \Delta P_{Ref} \cdot \lambda \quad (3.17)$$

$$f_{custo} = \sum_{i=1}^{NG} CF(Q_g^i) \quad (3.18)$$

$$f_{Pena} = \sum_{i \in N_{PQ}} \rho_{vi} \cdot (V_i - V_i^l)^2, \quad (3.19)$$

onde f_{perdas} representa as perdas no sistema, NG representa o número de geradores, N_{PQ} representa o número de barras tipo PQ do sistema, $CF(Q_g^i)$ representa a compensação financeira esperada do gerador i pelo fornecimento de potência reativa, ρ_{vi} é o factor de penalização por violação de tensão e V_i^l representa o limite violado.

3.4.5 critério de parada.

O critério de parada utilizado para este algoritmo é um número máximo de gerações (iterações) a ser atingido, o qual pode variar para cada sistema teste utilizado. No entanto, este parâmetro não deve ser muito elevado, pois neste caso pode comprometer a eficiência com relação ao tempo de simulação.

3.5 Comentários finais.

Neste capítulo foi formulado o problema de minimização de custos do suporte de reativos, levando em conta a iteração entre o serviço ancilar de reativos e os mercados primário e de reserva de potência. O problema é formulado como um processo de otimização não linear, sendo a técnica de resolução proposta baseada em algoritmos evolutivos.

No próximo capítulo o algoritmo é listado em diferentes cenários sendo os resultados discutidos.

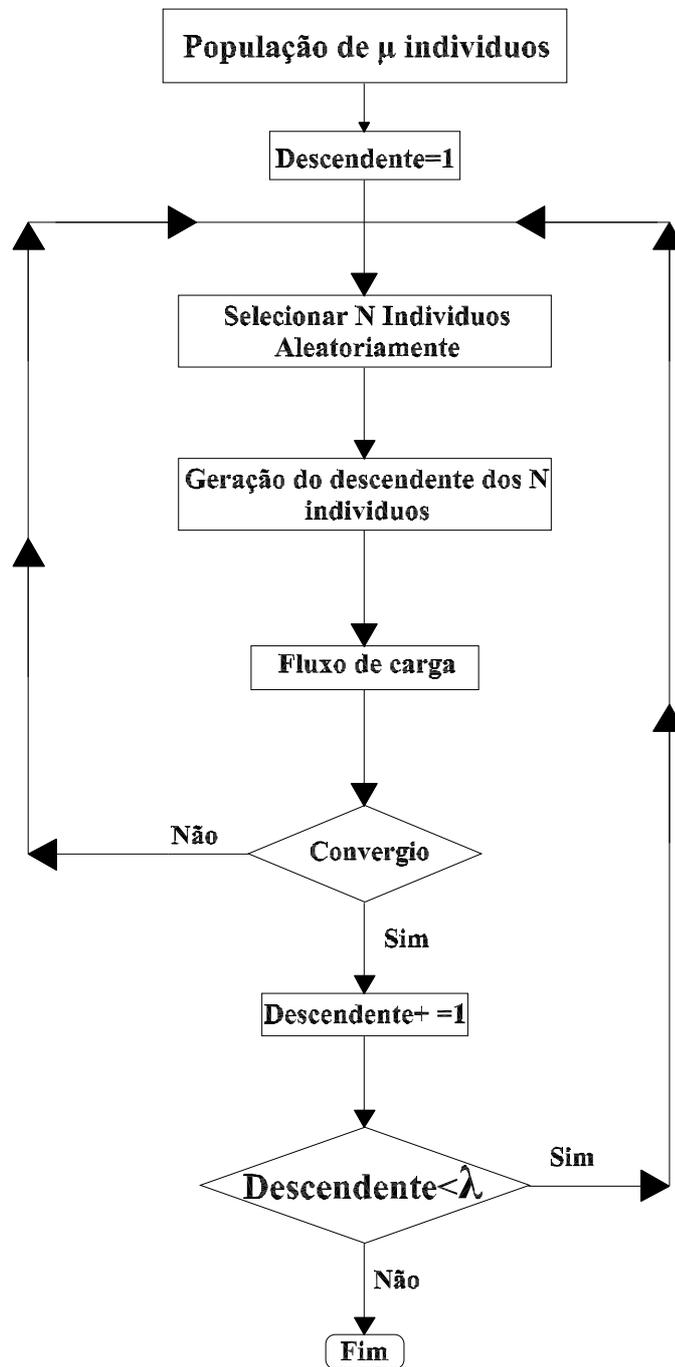


Figura 3.7: Fluxograma da recombinação

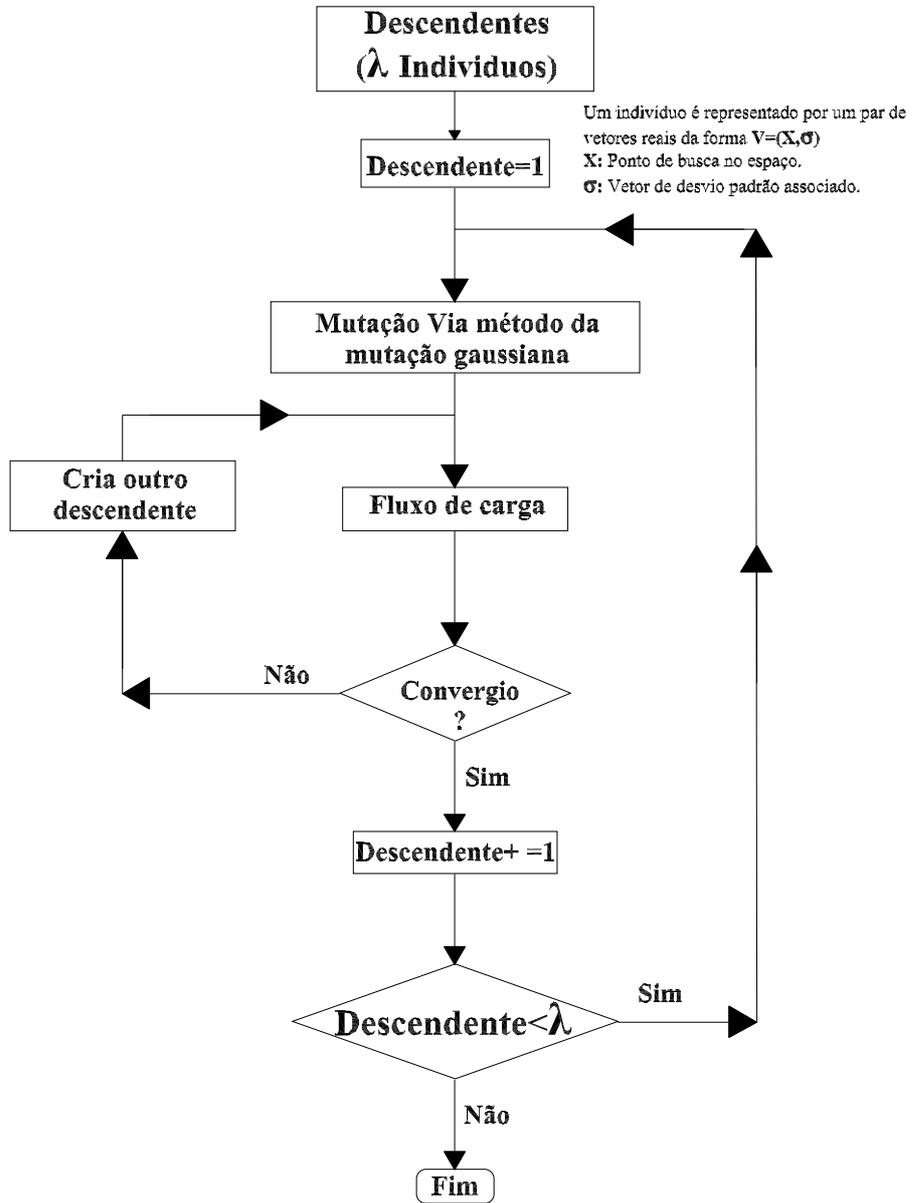


Figura 3.8: Fluxograma da mutaçao

Capítulo 4

TESTES E RESULTADOS

4.1 Introdução.

A metodologia proposta para um mercado de serviço ancilar de suporte de potência reativa considerando a reserva de potência, foi desenvolvida e implementada um programa computacional utilizando-se Borland C++ versão 6.0

Neste trabalho foram utilizados os sistemas testes de IEEE 14-barras e IEEE 30-barras, em que as impedâncias e demandas foram alteradas (aumentadas), para logo serem usadas. Ilustrando o problema de suporte de potência reativa.

Para determinar o efeito da reserva de potência no suporte de potência reativa suprido pelos geradores, são realizadas simulações para seis cenários, onde é alterado o custo da reserva de potência (S1-S6) mantendo constante o preço da potência reativa (reserva extra) em 3 \$/mvar, bem como o preço do mercado em 20 \$/Mw. No cenário S1, o preço da reserva é 0 \$/mvar, isto é, a reserva de potência será tratada como reserva de potência reativa. No cenário S2, o custo da reserva de potência é 3 \$/mw e para o cenário S3, S4, S5 e S6, o custo da reserva de potência são 5 \$/mw, 7 \$/mw, 9 \$/mw e 12 \$/mw, respectivamente. O controle de tensão é realizado somente nas barras de carga, deixando livres as barras de geração; assim para o sistema IEEE 30-barras as tensões mínimas e máximas assumidas são 0.97 e 1.03 pu, e para o sistema IEEE 14-barras as tensões mínima e máxima são 0.95 e 1.05 pu respectivamente. O desequilíbrio da potência é alocado à barra de folga.

Estudos e análises foram realizados nos dois sistemas testes, tanto para o caso base como para uma contingência. No sistema teste de IEEE 30-barras, a contingência simulada foi a saída da linha que se encontra entre as barras 16 - 17, e para o sistema IEEE 14-barras a contingência simulada foi a saída da linha que se encontra entre as barras 4 - 5.

A finalidade deste estudo é quantificar o suporte de potência reativa e como este afeta o mercado de reserva. Para tais fins se realiza uma análise que consiste em avaliar como o custo do suporte de potência reativa varia, enquanto o custo da reserva aumenta, tanto para o caso base como sob contingência.

4.2 Resultados das simulações

4.2.1 Caso Base: IEEE 14-barras

O sistema IEEE 14-barras possui 5 geradores, 14 barras, 17 ramos, com uma demanda total de potência ativa e reativa de **295,00 MW e 140,40 MVar** respectivamente. Neste sistema, a contingência simulada é a saída da linha que se encontra entre as barras 4 - 5, e é ilustrado na figura 4.1.

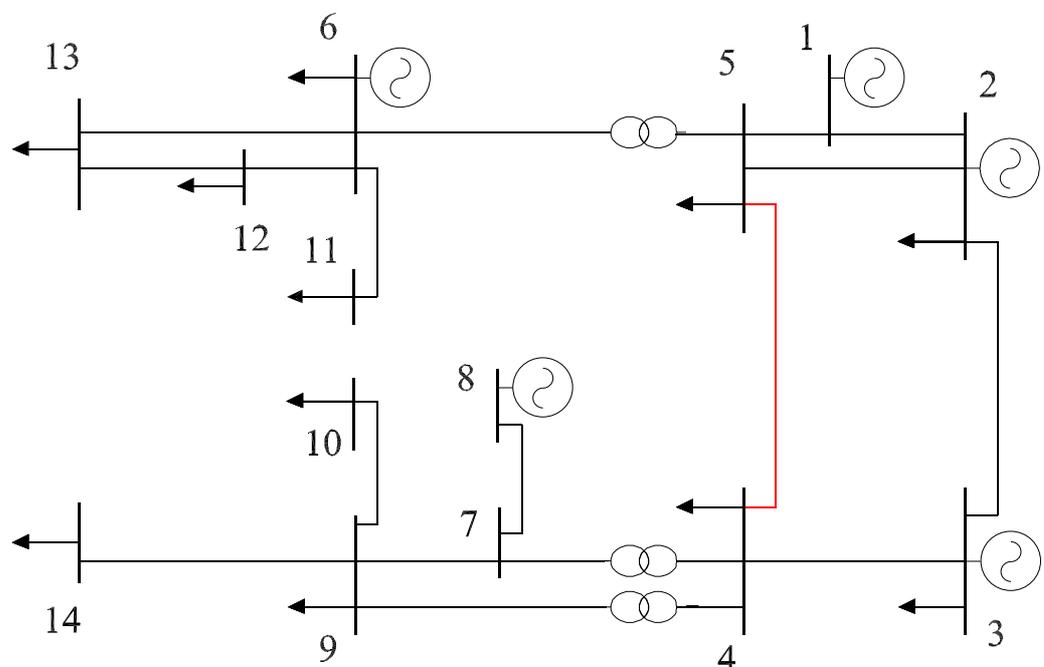


Figura 4.1: Sistema IEEE 14-barras

Para a análise deste sistema adotou-se a linearização por partes da curva

Gerador	Barra	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Q4	P4	Q5	P6
1	1	-85	0	-55	110	0	120	40	110	70	0
2	2	-85	0	-55	110	0	120	40	110	70	0
3	3	-85	0	-55	110	0	120	40	110	70	0
4	6	-85	0	-55	110	0	120	40	110	70	0
5	8	-85	0	-55	110	0	120	40	110	70	0

Tabela 4.1: Curva de capacidade dos geradores - IEEE 14-barras

de capacidade dos geradores do sistema, em que 5 pares de pontos (potência ativa, potência reativa) representam a curva. Para este sistema, os pontos são apresentados na tabela 4.1 que corresponde a cada um dos geradores do sistema. Para um melhor entendimento da metodologia, assume-se que todos os geradores tem a mesma curva de capacidade. No gráfico 4.2 mostra-se a representação dos geradores do sistema IEEE 14-Barras

Assumindo que os mercados de potência e reserva estão fechados, isto é, as necessidades nos mercados de energia e de reserva foram contratadas, então a programação dos geradores é conhecida e apresentada na tabela 4.2; também é conhecido o preço do mercado, preço da reserva de potência e o preço da potência reativa (reserva extra).

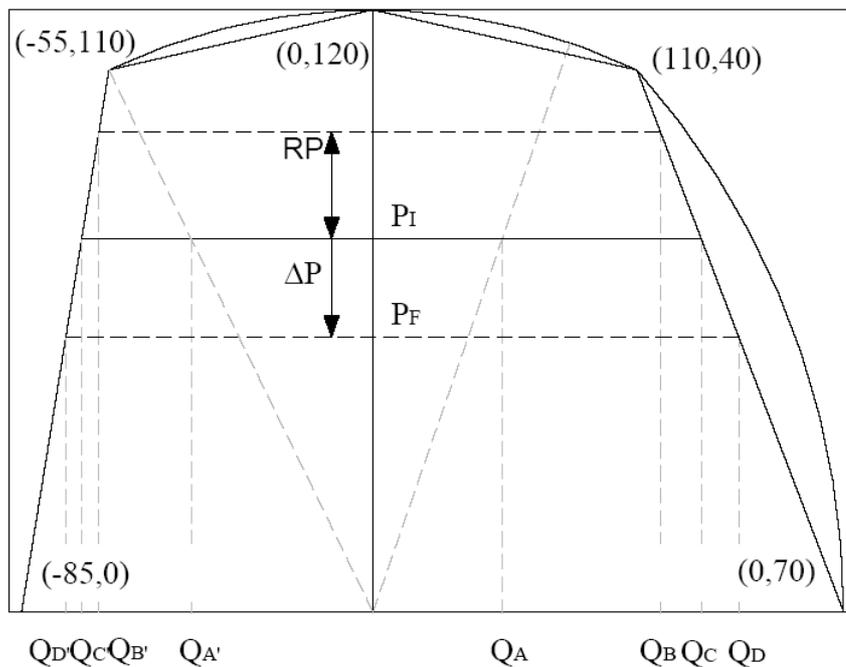


Figura 4.2: Pontos que representam os geradores do sistema IEEE 14-Barras

Gerador	Barra	Potência Programada	Reserva de Potência
1	1	27.25 Mw	70 Mw
2	2	23.40 Mw	70 Mw
3	3	94.60 Mw	10 Mw
4	6	70.00 Mw	40 Mw
5	8	83.40 Mw	25 Mw

Tabela 4.2: Programação da potência ativa e reserva de potência - sistema IEEE 14-barras

Gerador N^0	Programação (Mw)		Limites da potência reativa (Mvar)					
	Potência	Reserva	R_{extra}		$R_{Reserva}$		$R_{oportunidade}$	
1	27.25	70	8,786	43,619	43,619	62,710	62,710	70
2	23.40	70	7,691	44,527	44,527	63,618	63,618	70
3	94.60	10	31,09	41,473	41,473	44,200	44,200	70
4	70.00	40	23,01	40,000	40,000	50,909	50,909	70
5	83.40	25	27,41	40,436	40,436	47,255	47,255	70

Tabela 4.3: Limites de fornecimento de potência reativa - IEEE 14-barras

Com a curva de capacidade dos geradores, a programação das potências e das reservas podem ser encontradas as regiões de atuação de potência reativa dos geradores, como foi dito no capítulo anterior. As regiões de atuação da potência reativa para estas condições são apresentadas em duas tabelas, em que a tabela 4.3 corresponde ao fornecimento da potência reativa e a tabela 4.4 corresponde ao consumo de potência reativa.

Logo procede-se a minimizar o custo do suporte de potência reativa, considerando as regiões de operação do suporte de reativa e os limites de tensão. Após a otimização do custo de suporte de potência reativa para o

Gerador N^0	Programação (Mw)		Limites da potência reativa (Mvar)					
	Potência	Reserva	R_{extra}		$R_{Reserva}$		$R_{oportunidade}$	
1	27.25	70	-12,95	-58,62	-58,62	-77,71	-77,71	-85
2	23.40	70	-11,33	-59,53	-59,53	-78,62	-78,62	-85
3	94.60	10	-45,82	-56,47	-56,47	-59,20	-59,20	-85
4	70.00	40	-33,90	-55,00	-55,00	-65,91	-65,91	-85
5	83.40	25	-40,39	-55,44	-55,44	-62,25	-62,25	-85

Tabela 4.4: Limites de consumo de potência reativa - IEEE 14-barras

Custo da reserva de potência = 0 \$/Mw				
Gerador <i>N</i> ^o	Barra <i>N</i> ^o	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Custo \$/MVar
1	1	26,620	9,670	2,761
2	2	23,400	18,770	33,236
3	3	94,600	35,080	11,959
4	6	70,000	45,300	109,26
5	8	83,400	30,850	10,313
Total		298,02	139,670	167,536

Tabela 4.5: Custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso base

Tensões nas barras do sistema: caso base													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.06	1.055	1.059	1.037	1.03	0.997	1.05	1.091	1.026	1.019	0.985	0.982	0.952	0.993

Tabela 4.6: Tensão nas barras no cenário S1 - sistema IEEE 14-barras: caso base

cenário S1, são obtidos os custos e as potências reativas para cada gerador, como apresentada na tabela 4.5.

Note-se que, neste cenário, a potência reativa do gerador 4 (barra 6) fornece potência reativa na região de reserva, como pode ser comprovado na tabela 4.3. Isso significa que está sacrificando reserva de potência para manter o perfil de tensão do sistema; a receita perdida no mercado de reserva de potência é repassada para o mercado de reativos, o que se reflete na tabela 4.5 onde é observado que o custo pelo fornecimento da potência reativa é elevado.

Observa-se no gráfico 4.3 que as tensões nas barras de carga (PQ) estão dentro dos limites estabelecidos, enquanto que os geradores (barras 1, 2, 3 e 8) têm tensões acima dos limites, o que pode ser corroborado na tabela 4.6. Isto é esperado, pois as barras dos geradores não são controladas porque desta forma eles realizam o controle nas barras de carga.

4.2.2 Caso contingência: IEEE 14-barras

Considera-se uma contingência do sistema (saída de linha 4 -5); isto provocará um desequilíbrio de fluxos, em que o sistema reage de forma natural pelas leis de kirchhoff. Neste contexto, as novas tensões do sistemas

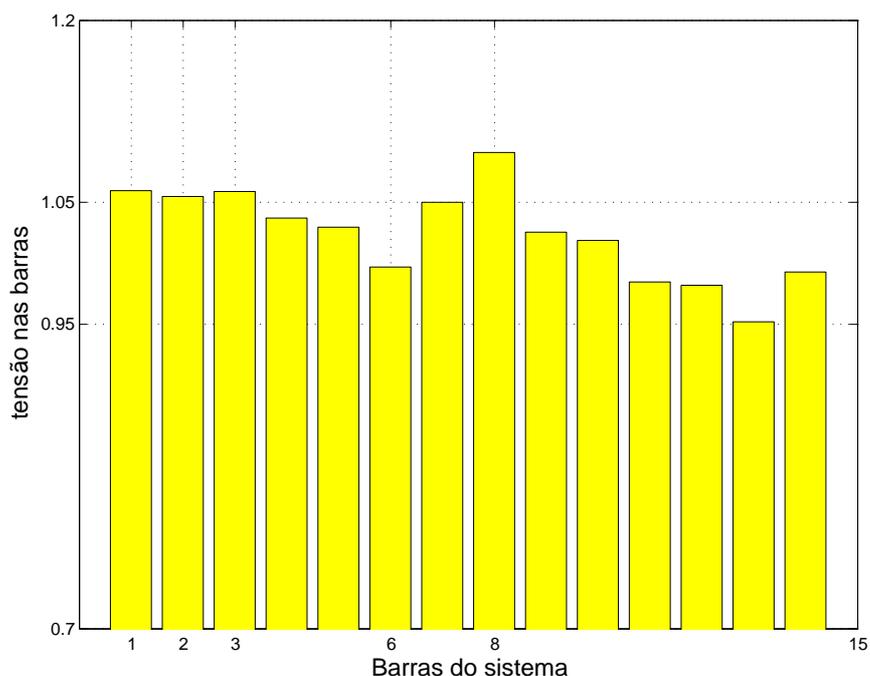


Figura 4.3: Tensão nas barras no cenário S1 - sistema IEEE 14-barras: caso base

podem extrapolar seus limites, como consequência dos controles existentes nos geradores para não violarem as curvas de capacidade; frente a esta situação, procede-se a um re-despacho de potência ativa e reativa. Neste trabalho, procede-se a re-despachar a potência reativa minimizando o custo total deste serviço, visando manter os limites de tensão e os geradores trabalhando dentro da curva de capacidade. Os resultados para o cenário S1 se mostram na tabela 4.7.

Na tabela 4.8 as tensões nas barras de carga (PQ) para o cenário S1, em contingência, estão dentro dos limites estabelecidos, como é observado

Custo da reserva de potência = 0 \$/Mw				
Gerador N ^o	Barra N ^o	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Custo \$/MVar
1	1	26,73	10,82	6,103
2	2	23,40	27,98	60,866
3	3	94,60	27,58	-
4	6	70,00	49,46	155,018
5	8	83,40	24,71	-
Total		298,13	140,55	221,987

Tabela 4.7: custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso contingência

Tensões nas barras do sistema: caso base													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.06	1.057	1.061	1.046	1.018	0.995	1.05	1.081	1.028	1.021	0.983	0.979	0.95	0.995

Tabela 4.8: Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso contingência

na figura 4.4. Pode-se ressaltar que o gerador 4 (barra 6) fornece mais potência reativa que o caso base, como consequência das modificações nas tensões, usando mais reserva de potência com um maior custo pelo suporte de reativos, como é mostrado na tabela 4.7.

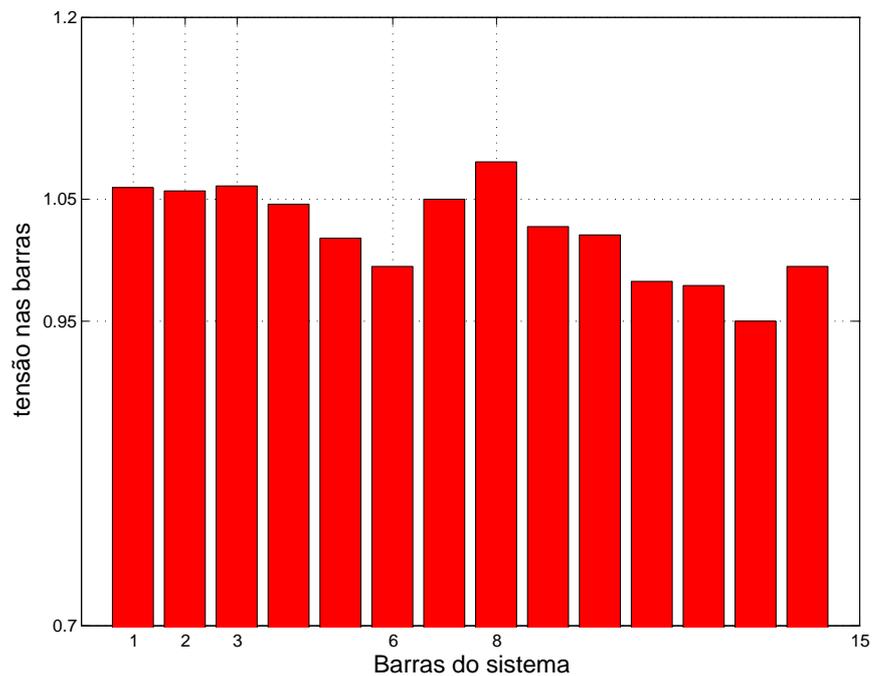


Figura 4.4: Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso contingência

Note-se que a diferença nas tensões no cenário S1 para o caso base e contingência não é muita (figura 4.5). Porém, como mostra a figura 4.6, há uma razoável diferença no suporte de potência reativa, como consequência das pequenas variações de tensão que são necessárias para manter a segurança operacional do sistema.

Também ressalte-se que para a contingência simulada, o gerador 4 (barra 6) usa um maior nível de reserva de potência incorrendo num maior custo no suporte de tensão, ainda que os outros geradores ofereçam potência reativa mais barata. Este fato, indica que a contingência ocorreu na área onde o gerador 4 é o mais sensível eletricamente para manter o perfil tensão dentro dos limites operacionais. Devido esta contingência, a produção de potência reativa dos geradores das barras 3 e 8 é diminuída para

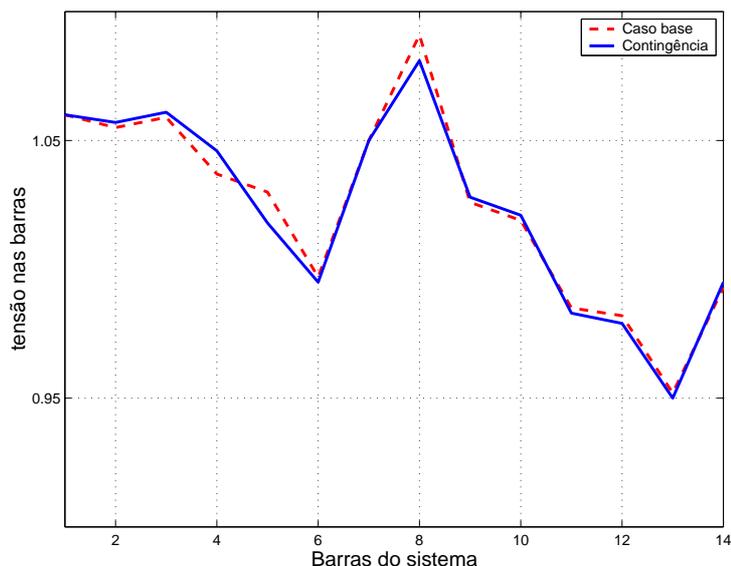


Figura 4.5: Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso base e contingência

não sobre-passar os limites de tensão estabelecidos; encarregando-se pela potência reativa não entregue, os outros geradores das barras 1, 2 e 6. Sendo o fornecimento do gerador da barra 2 e 6 em maior proporção pela característica local do suporte de potência reativa.

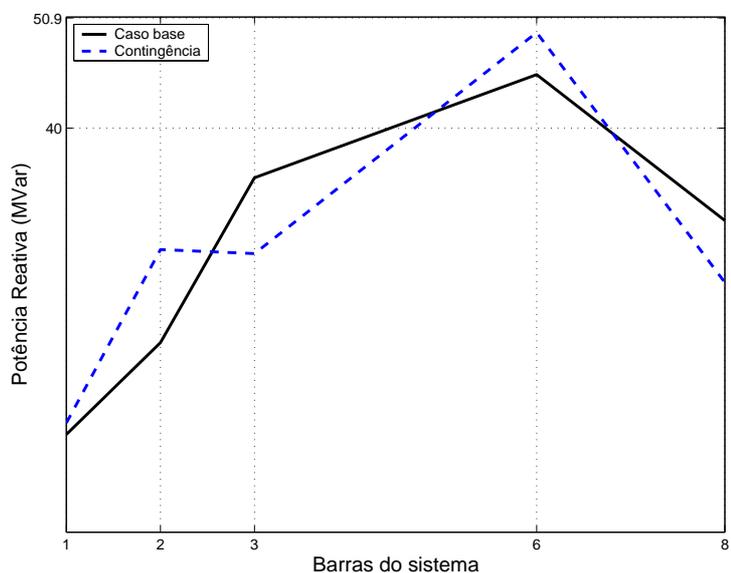


Figura 4.6: Reativos dos geradores no cenário S1 sistema IEEE 14-barras: caso base e contingência

Realizaram-se estudos semelhantes para os cenários S2, S3, S4, S5, e S6, tanto para o caso base como para contingência, em que o resultado das análises foram similares aos do cenário S1. Os custos e o suporte de

<i>Geradores do sistema</i>		Conjunto de cenários do caso base IEEE 14-barras					
		<i>S1</i>	<i>S2</i>	<i>S3</i>	<i>S4</i>	<i>S5</i>	<i>S6</i>
1	Custo Reativo	2.76	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
	Potência reativa	9.67	8.79	8.66	5.73	3.51	-2.85
2	Custo Reativo	33.24	28.80	49.41	48.81	71.52	86.25
	Potência reativa	18.77	17.29	24.16	23.96	31.53	36.44
3	Custo Reativo	11.96	26.54	0.23	17.87	1.01	14.18
	Potência reativa	35.08	39.94	31.17	37.05	31.43	35.82
4	Custo Reativo	109.27	162.72	193.80	210.08	248.50	251.14
	Potência reativa	45.30	45.08	44.87	44.34	44.49	43.64
5	Custo Reativo	10.31	3.89	10.70	4.46	4.73	0.00
	Potência reativa	30.85	28.71	30.98	28.90	28.99	27.07
Total	Custo Reativo	167.54	222.00	254.14	281.22	325.76	351.57
	Potência reativa	139.67	139.81	139.84	139.98	139.95	140.12

Tabela 4.9: suporte de reativos e seus respectivos custos caso base: IEEE 14-barras

potência reativa para os diferentes cenários no caso base são apresentados na tabela 4.9, em que o custo total do suporte de potência reativa incrementa na medida que o preço da reserva aumenta. Isto acontece porque, para manter o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos, o gerador 4 (barra 6) aumenta a produção de reativos utilizando sua reserva de potência, sendo repassado o custo de oportunidade perdida no mercado de reserva para o suporte de potência reativa.

Considere-se os cenários S2, S3, S4, S5, S6 com uma contingência correspondente a saída da linha 4-5. Nestes casos, acontece algo similar ao cenário S1, como pode ser observado na tabela 4.10, onde os geradores das barras 3 e 8 diminuem sua produção de potência reativa devido à contingência, onde a falta de reativos do sistema é agora suprida pelos geradores das barras 1, 2 e 6, sendo que o fornecimento dos geradores das barras 2 e 6 em maior proporção pela natureza local da potência reativa.

É claro então que o problema do suporte de potência reativa é um problema de natureza local; logo, a solução também tem que ser local. Neste caso específico, o sistema precisa de suporte de reativos para manter o perfil de tensão ante eventuais contingências. Devido a característica local da potência reativa, o gerador que corresponde à barra 6 fornece os reativos para o cenário de contingência (saída da linha 4-5), dado que

<i>Geradores do sistema</i>		Conjunto de cenários do caso contingência IEEE 14-barras					
		<i>S1</i>	<i>S2</i>	<i>S3</i>	<i>S4</i>	<i>S5</i>	<i>S6</i>
1	Custo Reativo	6.10	0.00	9.08	0.00	0.28	0.00
	Potência reativa	10.82	8.35	11.82	8.07	8.89	8.70
2	Custo Reativo	60.87	62.94	48.54	63.69	62.19	63.93
	Potência reativa	27.98	28.67	23.87	28.92	28.42	29.00
3	Custo Reativo	0.00	0.00	0.89	0.41	0.00	0.00
	Potência reativa	27.58	31.09	31.39	31.23	31.09	30.27
4	Custo Reativo	155.02	254.66	332.23	389.35	468.90	569.53
	Potência reativa	49.46	49.26	49.59	49.23	49.50	49.43
5	Custo Reativo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Potência reativa	24.71	23.24	23.88	23.15	22.70	23.18
Total	Custo Reativo	221.99	317.60	390.74	453.44	531.37	633.46
	Potência reativa	140.55	140.61	140.55	140.60	140.60	140.58

Tabela 4.10: suporte de reativos e seus respectivos custos caso contingência: IEEE 14-barras

as necessidades de reativos se encontram dentro da área de atuação do gerador, independentemente de outros geradores terem preços de potência reativa mais baixos.

Na figura 4.7 pode-se observar que o custo total de potência reativa aumenta na medida que o custo da reserva de potência é incrementado, tanto para o caso base como para contingência. Este incremento no custo da potência reativa é totalmente atribuído ao gerador da barra 6 porque é o único gerador que usa sua reserva de potência, repassando os custos pela perda de oportunidade para o mercado de potência reativa.

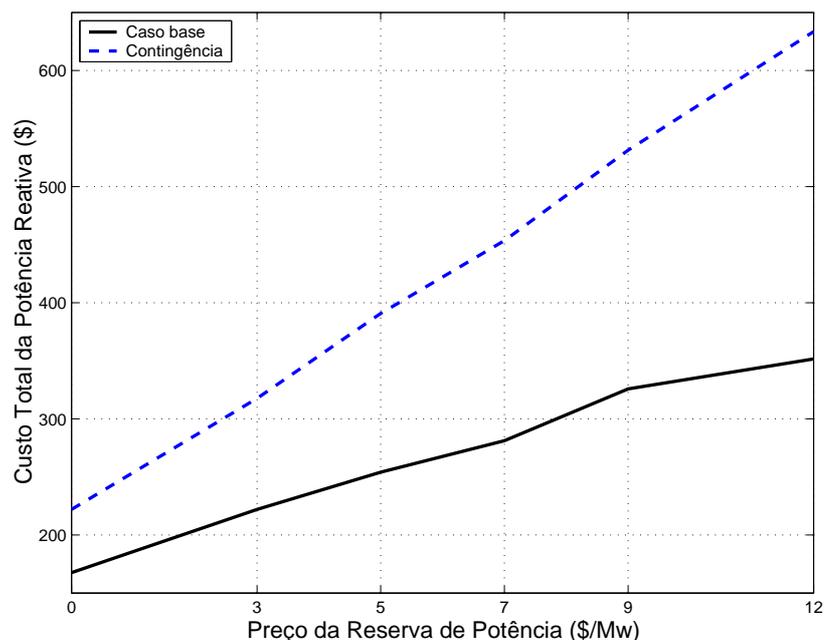


Figura 4.7: Custo total de Potência Reativa no sistema IEEE 14-barras: caso base e contingência

4.2.3 Caso Base: IEEE 30-barras

O sistema IEEE 30-barras tem 30 barras, 6 geradores, 41 ramos e dois compensadores estáticos, com uma demanda total de potência ativa e reativa de **402,40 Mw e 196,20 Wvar** respectivamente. A contingência simulada é a saída da linha que se encontra entre as barras 16 - 17, como mostra a figura 4.8.

Neste sistema também adotou-se a linearização por partes da curva de capacidade dos geradores do sistema. Os 5 pares de pontos que representam a curva dos geradores do sistema são apresentados na tabela 4.11, considerando todos com a mesma curva de capacidade.

Da mesma forma que no sistema teste anterior, são conhecidas a programação de potência e reserva, como também o preço das mesmas. A programação dos geradores é apresentada na tabela 4.12.

Com estes dados iniciais, encontra-se as regiões de atuação de potência reativa dos geradores. As regiões de atuação do fornecimento de potência reativa são apresentadas na tabela 4.13 e as regiões que correspondem ao consumo de potência reativa são apresentadas na tabela 4.14

Gerador	Barra	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Q4	P4	Q5	P6
1	1	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0
2	2	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0
3	5	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0
4	8	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0
5	11	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0
6	13	-85	0	-80	165	0	170	60	110	65	0

Tabela 4.11: Curva de capacidade dos geradores - IEEE 30-barras

Gerador	Barra	Potência Programada	Reserva de Potência
1	1	39.73 Mw	80 Mw
2	2	75.20 Mw	80 Mw
3	5	104.3 Mw	50 Mw
4	8	68.10 Mw	90 Mw
5	11	68.50 Mw	90 Mw
6	13	51.90 Mw	100 Mw

Tabela 4.12: Programação da potência ativa e reserva de potência sistema IEEE 30-barras

Gerador N^0	Programação (Mw)		Limites da potência reativa (Mvar)					
	Potência	Reserva	R extra		R Reserva		R oportunidade	
1	39.73	80	14,39	61,25	61,25	63,67	63,67	65
2	75.20	80	24,71	60,29	60,29	62,72	62,72	65
3	104.3	50	34,28	60,32	60,32	61,83	61,83	65
4	68.10	90	22,38	60,20	60,20	62,93	62,93	65
5	68.50	90	22,51	60,19	60,19	62,92	62,92	65
6	51.90	100	17,05	60,39	60,39	63,42	63,42	65

Tabela 4.13: Limites de fornecimento de potência reativa IEEE 30-barras

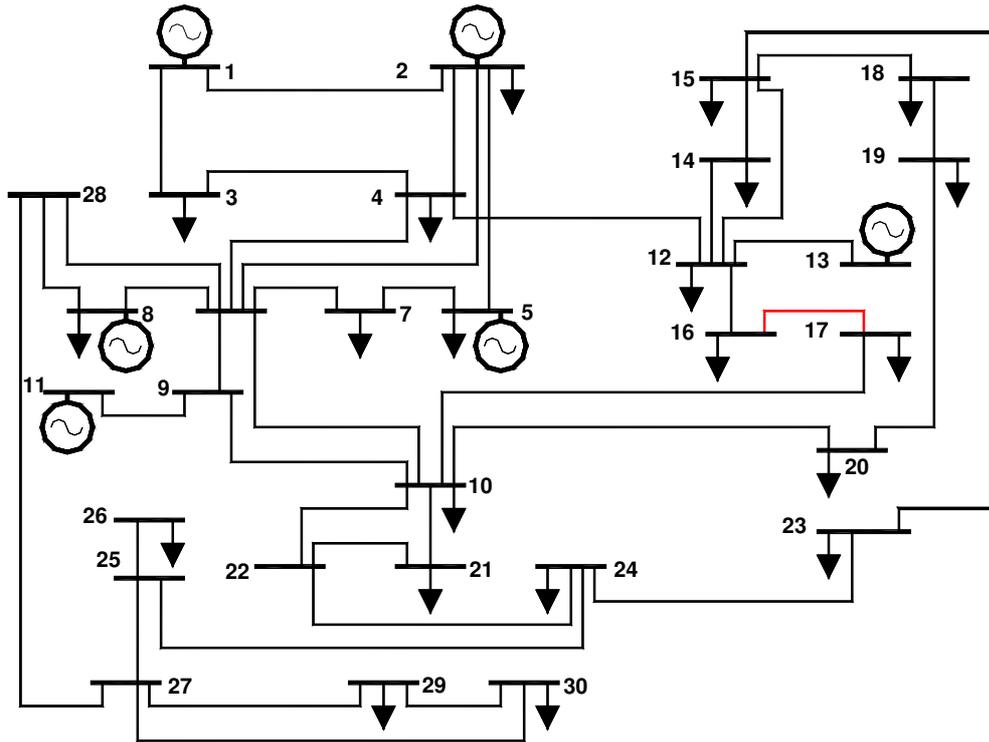


Figura 4.8: Sistema IEEE 30-barras

Logo procede-se a minimizar o custo do suporte de potência reativa, considerando as regiões de operação e os limites de tensão. O resultado para o cenário S1 é apresentado na tabela 4.15.

Observa-se que neste cenário a reserva de potência reativa foi suficiente para manter o perfil de tensão, sendo que os custos do suporte de potência reativa dos geradores pertencem à região da reserva de potência reativa como pode ser verificado com a tabela dos limites 4.13 e 4.14; logo, pode-se dizer que, em nenhum dos cenários relativos ao caso base, os geradores precisaram usar a reserva de potência para manter o perfil de tensão, o que indica que seja qual for o preço da reserva de potência, o custo do suporte de reativos é invariável e independente dos outros mercados (mercado de potência ativa e mercado de reserva). Isto é coerente porque há suficiente suporte de potência reativa extra, não sendo necessário usar recursos de outros mercados.

Observe-se na figura 4.9 que as tensões nas barras de carga (PQ) estão dentro dos limites estabelecidos, diferente das barras 8, 11 e 13 que são geradores os quais se encontram acima dos seus limites porque são dispensados do controle de tensão, para encarregar-se que as tensões das

Gerador N^0	Programação (Mw)		Limites da potência reativa (Mvar)					
	Potência	Reserva	R extra		R Reserva		R oportunidade	
1	39.73	80	-21,20	-81,25	-81,25	-83,67	-83,67	-85
2	75.20	80	-36,42	-80,30	-80,30	-82,72	-82,72	-85
3	104.3	50	-50,51	-80,32	-80,32	-81,84	-81,84	-85
4	68.10	90	-32,98	-80,21	-80,21	-82,94	-82,94	-85
5	68.50	90	-33,18	-80,20	-80,20	-82,92	-82,92	-85
6	51.90	100	-25,14	-80,40	-80,40	-83,43	-83,43	-85

Tabela 4.14: Limites de consumo de potência reativa IEEE 30-barras

Custo da reserva de potência = 0 \$/Mw				
Gerador N^o	Barra N^o	Potencia Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Custo \$/MVar
1	1	39,69	-45,47	78,74
2	2	75,20	23,72	-
3	5	104,30	40,51	18,68
4	8	68,10	52,99	91,82
5	11	68,50	60,11	112,78
6	13	51,90	54,89	113,49
Total		407,69	186,75	415,526

Tabela 4.15: custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso base IEEE 30-barras

barras de carga estejam dentro dos limites estabelecidos, absorvendo ou fornecendo potência reativa.

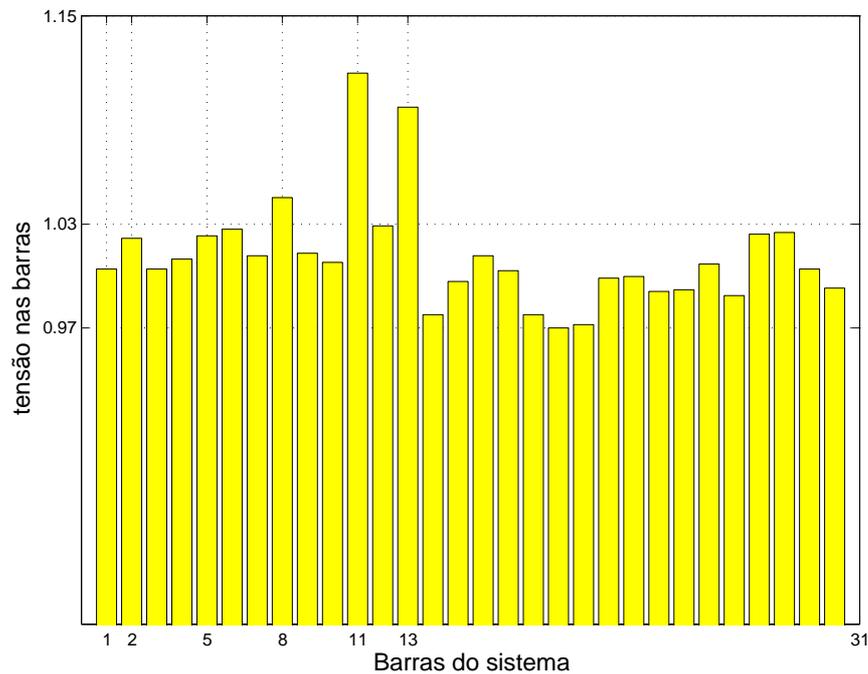


Figura 4.9: Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 30-barras: caso base

4.2.4 Caso contingência: IEEE 30-barras

Ante uma contingência neste sistema (saída de linha 16 -17), existe um desequilíbrio de fluxos, em que os controles associados à seguridade do sistema reagem de forma a manter a operação confiável, com o mínimo dano aos equipamentos do sistema. O novo ponto de operação do sistema pode violar os limites de tensão. Ante esta situação, procede-se a re-despachar a potência reativa, em que o objetivo é minimizar o custo total de potência reativa, visando manter os limites de tensão e que os geradores trabalhem dentro da curva de capacidade. Os resultados para o cenário S1 se mostram na tabela 4.16.

Note-se que as tensões de algumas barras de carga, no caso de contingência, estão muito próximas do limite estabelecido, como se mostra na figura 4.10; este fato diminui a área de atuação dos geradores para o controle de tensão.

As variações nas tensões nas barras após a contingência são muito pequenas como pode ser observado na figura 4.11, mas tem grande impacto

Custo da reserva de potência = 0 \$/Mw				
Gerador <i>N</i> ^o	Barra <i>N</i> ^o	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Custo \$/MVar
1	1	43.78	-51.57	91.10
2	2	75.20	27.07	7.06
3	5	104.30	41.42	21.42
4	8	68.10	56.59	102.62
5	11	64.72	63.04	398.33
6	13	51.90	50.36	99.90
Total		408.00	186.91	720.42

Tabela 4.16: Custo do suporte de potência reativa no cenário S1: caso com contingência - IEEE 30-barras

na demanda de reativos e conseqüentemente no preço do suprimento deste serviço.

Pode-se verificar na tabela 4.16 que o gerador 5 da barra 11 sacrificou sua reserva de potência ativa como também incorreu em perda de oportunidade. Este fato, era esperado em razão da contingência ser na área do gerador da barra 11, onde apenas ele dispõe de recursos para manter o perfil de tensão, uma vez que a contingência diminuiu o fornecimento de potência reativa do gerador que pertence à barra 13 que também abastecia a área.

Para os cenários S2, S3, S4, S5 e S6, considerando o caso base e contingência, acontece algo similar no cenário S1, em que observa-se uma característica comum a todos os cenários; enquanto no caso base, o suporte de potência reativa è atendido pela capacidade reativa extra dos geradores, no caso de contingência, o sistema requer maior potência reativa do gerador da barra 11, usando sua reserva de potência e incorrendo em perda de oportunidade no mercado de energia, uma vez que a contingência diminuiu a potência reativa do gerador da barra 13. Os resultados para os cenários do caso base e contingência são apresentados nas tabelas 4.17 e 4.18 respectivamente.

Finalmente, pode-se observar na figura 4.12 que para o caso de contingência, o custo da potência reativa total aumenta na medida que o preço da reserva cresce; este incremento no custo da potência reativa é atribuído em sua totalidade ao gerador da barra 11, sendo este o único que

<i>Geradores do sistema</i>		Conjunto de cenários do caso base IEEE 30-barras					
		<i>S1</i>	<i>S2</i>	<i>S3</i>	<i>S4</i>	<i>S5</i>	<i>S6</i>
1	Custo Reativo	78,74	72,94	69,82	75,11	69,04	77,47
	Potência reativa	-45,47	-43,54	-42,48	-44,26	-42,24	-45,05
2	Custo Reativo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Potência reativa	23,72	19,54	17,00	20,68	16,10	21,63
3	Custo Reativo	18,68	22,10	31,31	23,87	27,74	22,73
	Potência reativa	40,51	41,65	44,72	42,24	43,53	41,86
4	Custo Reativo	91,82	95,63	89,15	92,24	97,10	94,31
	Potência reativa	52,99	54,26	52,10	53,13	54,75	53,82
5	Custo Reativo	112,79	113,03	112,79	112,67	110,84	111,11
	Potência reativa	60,11	60,19	60,11	60,07	59,46	59,55
6	Custo Reativo	113,49	112,89	114,81	113,46	114,12	113,37
	Potência reativa	54,89	54,69	55,33	54,88	55,10	54,85
Total	Custo Reativo	415,53	416,59	417,88	417,36	418,84	418,99
	Potência reativa	186,75	186,79	186,78	186,74	186,70	186,66

Tabela 4.17: suporte de reativos e seus respectivos custos caso base: IEEE 30-barras

<i>Geradores do sistema</i>		Conjunto de cenários do caso de contingência IEEE 30-barras					
		<i>S1</i>	<i>S2</i>	<i>S3</i>	<i>S4</i>	<i>S5</i>	<i>S6</i>
1	Custo Reativo	91,10	110,81	104,62	91,42	88,46	73,22
	Potência reativa	-51,57	-59,56	-56,15	-54,24	-52,74	-47,34
2	Custo Reativo	7,06	41,47	11,80	15,61	8,50	0,00
	Potência reativa	27,07	38,54	28,65	29,92	27,55	13,08
3	Custo Reativo	21,41	28,37	55,88	16,25	26,60	52,79
	Potência reativa	41,42	43,74	52,91	39,70	43,15	51,88
4	Custo Reativo	102,62	86,48	77,60	110,03	98,84	101,30
	Potência reativa	56,59	51,21	48,25	59,06	55,33	56,15
5	Custo Reativo	398,33	678,89	848,33	1048,13	1224,17	1491,53
	Potência reativa	63,04	63,12	63,04	63,19	63,16	63,14
6	Custo Reativo	99,90	97,68	98,70	96,51	99,93	98,61
	Potência reativa	50,36	49,62	49,96	49,23	50,37	49,93
Total	Custo Reativo	720,42	1043,71	1196,93	1377,96	1546,51	1817,46
	Potência reativa	186,91	186,67	186,66	186,86	186,82	186,84

Tabela 4.18: suporte de reativos e seus respectivos custos caso contingência: IEEE 30-barras

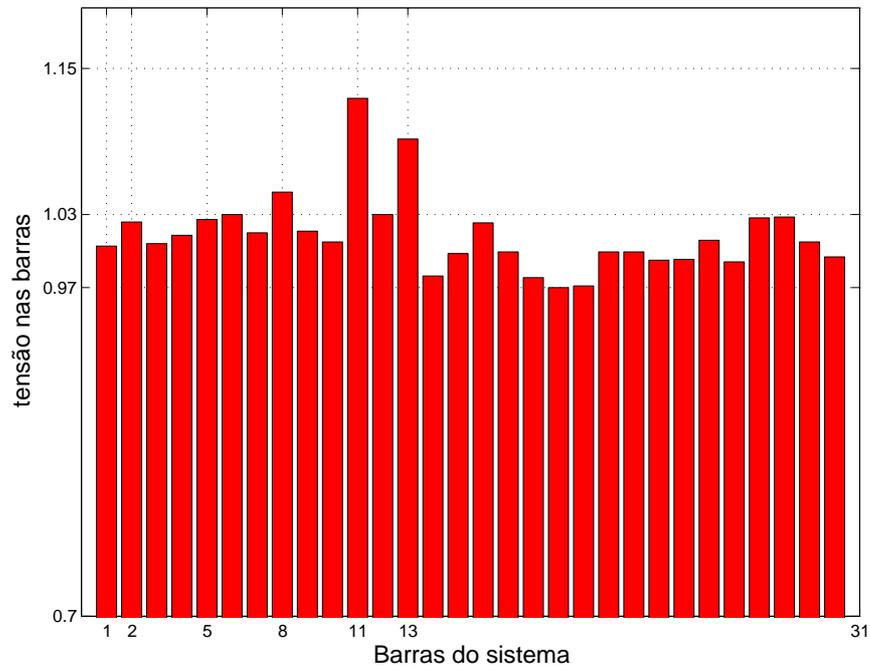


Figura 4.10: Tensão das barras no cenário S1 sistema IEEE 30-barras: caso contingência

utilizou a reserva de potência e incorreu em perda de oportunidade como observa-se na tabela 4.18. Esta situação é bem diferente do caso base, onde o sistema não precisou usar a reserva de potência para manter o perfil de tensão, mantendo praticamente constante seu preço pelo fornecimento de reativos frente ao aumento no preço da reserva de potência.

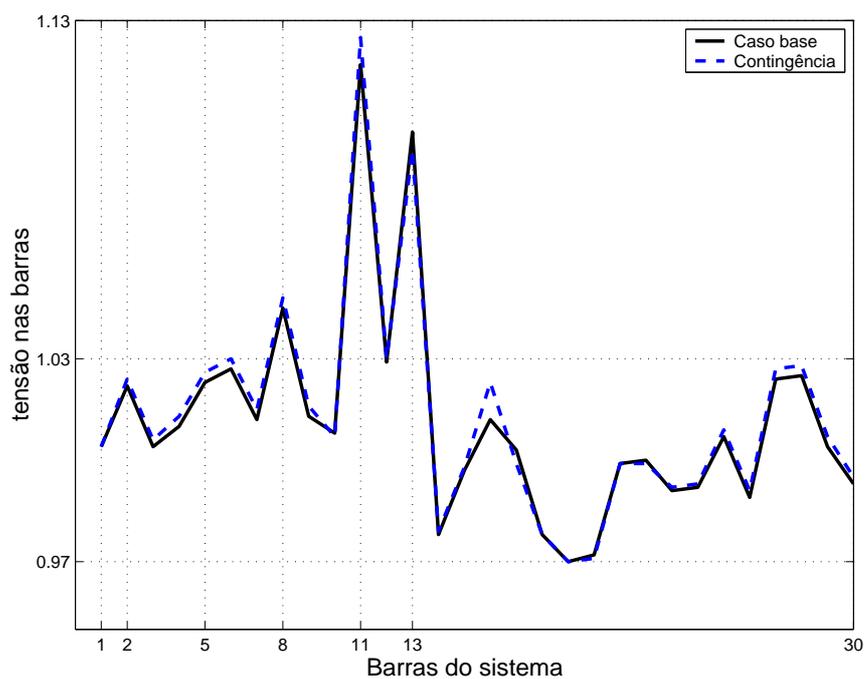


Figura 4.11: Tensão das barras no cenário S1 - sistema IEEE 30-barras

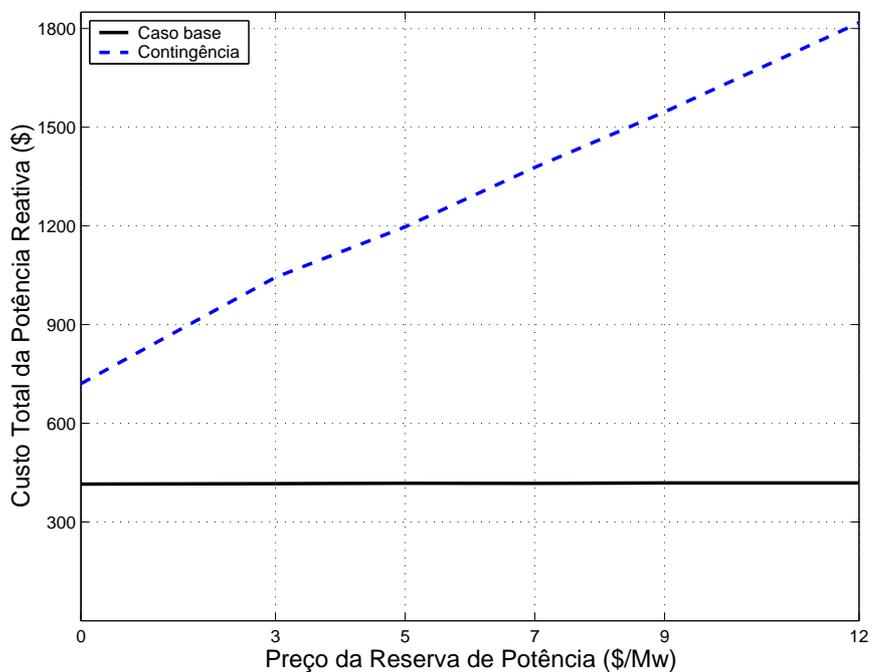


Figura 4.12: Custo total de Potência Reativa no sistema IEEE 30-barras: caso base e contingência

Capítulo 5

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões.

Nesta dissertação foi proposta uma metodologia para a minimização do preço do serviço ancilar da potência reativa considerando os acoplamentos existentes entre este serviço e o serviço de reserva de potência, assim como com o mercado primário de energia. Para formular a proposta, são assumidas algumas hipóteses, que permitem escrever matematicamente o problema como um problema de otimização não linear, o qual é resolvido utilizando computação evolutiva. Nos estudos e simulações foram considerados dois métodos para o pagamento da reserva de potência, sendo reportados testes com dois sistemas IEEE padrão.

Como principais conclusões deste trabalho podemos destacar:

1. Nos testes realizados pode-se observar que, para os casos estudados, existe perda de oportunidade no mercado de energia e de reserva, o que implica em maior custo no fornecimento de potência reativa.
2. Diante de uma determinada contingência, um ou mais geradores do sistema reduzem suas áreas de ação (diminuindo o provimento de potência reativa), devido às restrições de tensão do sistema.
3. Quando o gerador trabalha no limite da curva de capacidade, o aumento na geração de reativos implica na diminuição da reserva de potência. Porém, a relação de ordem de grandeza entre elas é grande. Em outras palavras, existe um efeito de elasticidade: aumentar a potência reativa em 3 MVar é equivalente a reduzir em 10 Mw a

reserva de potência, aproximadamente. Logo, devido a este efeito de elasticidade, o custo da potência reativa nesta região é elevado. O mesmo fenômeno acontece quando o gerador incorre em custo de oportunidade.

4. Uma forma de aliviar a demanda de reativos seria a ampliação dos limites de tensão (relaxação de limites), permitindo também que os geradores ampliem sua região de impacto em termos de reativos e obviamente reduzindo significativamente o custo total de potência reativa. Contudo, uma medida desta natureza apenas pode ser tomada temporariamente. Por outro lado, observa-se que, assim que os requisitos de controle de tensão se tornam mais exigentes (diminuição da faixa de variação da tensão), o efeito local do controle de tensão se torna mais evidente. Desta forma, geradores com proximidade elétrica suficiente, são capazes de atender demandas de reativos específicas.
5. O provimento de potência reativa poderá implicar perda de oportunidade nos mercados de reserva e primário de energia para um agente gerador. A metodologia proposta, além de procurar recursos reativos a custo mínimo no sistema, fornece o preço dos reativos de forma que os agentes geradores não tenham perda de receita pela prestação do serviço de suporte de reativos. Dado o acoplamento deste serviço com o mercado primário e com o serviço ancilar de reserva, o custo final do suporte de reativo é dependente desses mercados e da forma de pagamento em uso nos mesmos.

5.2 Trabalhos Futuros.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, foi possível notar alguns tópicos importantes que seriam interessantes abordar como trabalhos futuros, Destaque-se dentre os principais, as seguintes extensões:

1. A realização de um mercado conjunto de reserva de potência e potência reativa, a qual permitirá a interação entre os diferentes mercados, possibilitando uma redução no custo total de aquisição destes serviços.
2. Incorporar restrições relacionadas ao sistema tais como limites de transmissão das linhas e limites de tensão nas barras dos geradores.

3. Com a entrada de várias fontes distribuídas de geração que injetam a energia na rede de sub-transmissão em vários níveis de tensão, o gerenciamento do serviço ancilar de potência reativa tornou-se mais complexo, sendo necessário ser estudado.
4. Há uma necessidade de examinar como os serviços ancilares são afetados pela introdução de fontes de energias não convencionais na rede, tais como os geradores eólicos e fotovoltaicos.
5. Examinar a possibilidade de atrair clientes a este mercado e de oferecer seus serviços, tal como interrupção de carga.

Referências Bibliográficas

- [1] BANCOMER, “*Apertura del Sector Eléctrico,*”, BBVA series propuestas., Num. 21, Junio 2002.
- [2] M. Hainault, F.D. Galiana, G.Gross, “*A review of restructuring in the electricity business,*”,13th PSCC, Trondheim-pp.19-31,1999.
- [3] Mercado Atacadista de Energia Elétrica, <http://www.mae.org.br>.
- [4] Administração dos Serviços Ancilares, <http://www.ons.org.br>.
- [5] H. Rudnick, “*Pioneering electricity reform in South America,*”,IEEE Spectrum, v. 33, n. 8, (aug),p. 38-44, 1996
- [6] J.W. Lamont and J. Fu, “*Cost analysis of reactive power support,*”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, pp. 890-898, Aug. 1999.
- [7] Federal Energy Regulatory Commission, <http://www.ferc.gov/>
- [8] North American Electric Reliability Council, <http://www.nerc.com/>
- [9] Florida Power and Light Company, <http://www.fpl.com/>
- [10] Oak Ridge National Laboratory, <http://www.ornl.org/>
- [11] National Grid Company, www.ngc.co.uk/ancillary/
- [12] E. Hist and B. Kirby, “*Electric Power Ancillary Services*”, Oak Ridge National Laboratory Technical Report, 1996, ORNL/CON-426.
- [13] S.M. Villamizar and K.C. Almeida, “*Optimal Power Flow Solutions Under Variable Load Conditions Reactive Cost Modeling*”, 2001.
- [14] R.G. Lipsey, P.N Courant and C.T.S. Ragan, Economics, New York, Addison Wesley, 1999.
- [15] John J. Grainger and William D. Stevenson, Jr., “*Power System Analysis*”, McGraw Hill, 1994.

- [16] S. Hao and A. Papalexopoulos, “*Reactive power pricing and management*”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, pp. 95-104, Feb. 1997.
- [17] Shangyou Hao, “*A Reactive Power Management Proposal for Transmission Operators*”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, pp. 1374-1381, November. 2003.
- [18] Saavedra, O. R., “*Estratégias Evolutivas e Programação Evolutiva.*”, Disponível em: <http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/ia.htm>. Acesso em: 03 jan. 2005.
- [19] Back, T., Hammel, U., Schwefel, H.-P., “*Evolutionary computation: Comments on the history and current state.*”, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 1, no. 1, 1997, p. 3-17.
- [20] E. L. da Silva, J. J. Hedgecock, J. C. O. Mello, “*Practical cost-based approach for the voltage ancillary service,*”, IEEE Trans. Power Systems, Nov. 2001.
- [21] J. B. Gil, T. G. San Roman, J. A. Ríos, “*Reactive power pricing: a conceptual framework for remuneration and charging procedures,*”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 483-489, May 2000.
- [22] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, and J. Hasegawa, “*A hybrid LR-EP for solving new profit-based UC problem under competitive environment*”, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 18, Feb. (2003).
- [23] E. H. Allen and M.D. Ilic, “*Reserve markets for power systems reliability*”, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 15, Issue: 1, Feb. (2000), Pages: 228 - 233.
- [24] CHEUNG, K. W.; SHAMSOLLAHI, P.; SUN, D.; “*Energy and Ancillary Service Dispatch for the Interim ISO New England Electricity Market*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, n. 3, agosto de 2000, p. 968-974.
- [25] B. Kirby and E. Hirst; “*Ancillary services detail: Voltage control*”, Oak Ridge National Laboratory Technical Report, December 1997, ORNL/CON-453.
- [26] Jin Zhong, “*On some aspects of desing of electric Power ancillary service markets*”, theses for the degree of doctor of philosophy. Sweden (2003).

- [27] J. B. Gil, T. G. San Roman, J. A. Ríos. “*Reactive power pricing: a conceptual framework for remuneration and charging procedures*,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 483-489, May 2000.
- [28] K. Bhattacharya and J. Zhong, “*Reactive power as an ancillary service*,” IEEE Trans. Power Syst., May 2001.
- [29] J. Zhong and K. Bhattacharya, “*Toward a competitive market for reactive power*,” IEEE Trans. Power Syst., Nov 2002.