



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E
COMPUTAÇÃO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

UM MODELO DE DESPACHO ECONÔMICO PARA RESERVAS OPERATIVAS

Autor: Gerardo Miguel Agurto Lescano.

Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi.

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Banca examinadora:

Takaaki Ohishi, Dr.....DENSIS/FEEC/UNICAMP.

Ariovaldo Verândio García, Dr.....DSEE/FEEC/UNICAMP.

Anésio do Santos Jr, Dr.....DENSIS/FEE/UNICAMP.

Rubén Romero Lázaro, DrFEE/UNESP.

Campinas, Agosto 2004.

RESUMO

Na última década, efetuou-se uma reorganização nos mercados elétricos em nível mundial, com importantes mudanças na sua estrutura, com disposição de aumentar a eficiência, qualidade e competitividade nos mesmos e com o objetivo final de beneficiar aos usuários ou consumidores. As características particulares desta indústria (impossibilidade de armazenamento da eletricidade e o conseqüente balanço que deve haver entre oferta e demanda, em todo momento, ou a existência de energia e potência ativa e reativa) dão ao Mercado elétrico uma estrutura muito especial.

Neste trabalho se faz um estudo dos chamados Serviços Ancilares, necessários para assegurar a confiabilidade na operação do Sistema. Concretamente, escolheram-se para esta investigação 03 Sistemas elétricos diferentes: do Reino Unido, os Países Nórdicos (Noruega e Suécia) e o estado da Califórnia (EE. UU). Para cada um dos países estudados, analisam-se tanto os aspectos técnicos como econômicos relacionados com a produção, entrega, provisão, comercialização e remuneração dos Serviços Ancilares e intentar tirar conclusões úteis acerca das vantagens que apresenta cada estrutura.

Finalmente, propõe-se uma forma de implementar um modelo de despacho centralizado e um modelo baseado leilão para a provisão dos Serviços Ancilares de Reserva Operativa. Em base às análises realizadas, implementou-se um algoritmo em Matlab para a resolução de um fluxo de potência ótimo linear, com o objetivo de minimizar os custos de tais serviços, sujeita às restrições do sistema. Além disso, sugerem-se soluções às necessidades atuais do dito Sistema e se destacam algumas conclusões úteis, que permitam guiar futuras investigações, na linha de determinar a melhor forma de implementação dos Serviços Ancilares necessários para assegurar a confiabilidade na operação do Sistema e obter uma provisão eficiente dos mesmos.

ABSTRACT

Over the last decade there has been a worldwide reorganization of the power markets, with important changes in their structures, with attempts to improve their efficiency, quality and competitiveness aiming the benefit of users or consumers. The particular characteristics of this industry (impossibility of energy storage and the consequent need for a balance between demand and supply, or the existence of active and reactive power energy) provide the electric market with a very special structure.

In this Thesis, a systematic study of the calls the Ancillary Services is implemented in order to assure the security in the system operation. Three different electric systems were chosen for investigation: the United Kingdom, Nordic countries (Norway and Sweden), Spain, and the state of California (U.S). For each country studied, it was analyzed the technical aspects as well as the economic issues related to the production, delivery, provision, commercialization and charging of the Ancillary Services, trying to draw useful conclusions about the advantages that each structure presents.

Finally, it is proposed an implementation model of centralized dispatch and a auction-based market model of Operative Reserve. Based on the analyses carried out, a MatLab algorithm was implemented for the solution of the optimum linear power flow, aiming the minimization of charging of these services, subject to the system constraints. Furthermore, solutions to the current need of the referred system were suggested, and some useful conclusions were drawn, allowing the guidance of future investigations toward the determination of the best way to implement the Ancillary Services in order to assure the security in the system operation and its efficiency.

A meus pais, Mercedes e Gerardo pelo amor
e dedicação que se esforçaram para dar
a mim o melhor conhecimento. A meus irmãos
que mesmo distantes estão presentes.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por ter me permitido chegar com ânimo até aqui, pela ajuda e proteção durante todo este tempo de esforço e dedicação.

Agradeço ao meu orientador, Professor Takaaki Ohishi, pela atenção, dedicação e sabedoria com que me passou seus conhecimentos e experiências, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

A meus pais, Mercedes e Gerardo pelo esforço que fizeram por mim para poder alcançar esta meta desejada.

A meus tios, Ludwig e Gladys por ter sido meus pais aqui no Brasil e pelo apoio incondicional quando mais eu precisava.

A meus primos, Miguel, Bertha, Betty por me deixar ser parte de sua família.

A minhas irmãs, Hellen, Gisella, Ceci que ainda longe sempre estão presentes dentro de meu coração.

A meu irmão Teteneco, o amigo fiel, por estar sempre de meu lado apoiando e ajudando sempre que precisava.

A Renata por me brindar sua companhia e compreensão durante todos estes anos.

A meus amigos, Julio, Carolina, Olinto pela amizade e felicidade, pelo fato de ter amigos que auxiliaram e repartiram comigo alegrias e apreensões.

Aos companheiros do DENSIS, pelo percurso transcorrido durante todo este trabalho, pelo companheirismo e colaboração em muitos momentos do curso.

Agradeço, ainda, a CAPES pela Bolsa de Estudos a mim concedida.

Índice Analítico.

RESUMO.....	III
ABSTRACT	V
CAPÍTULO I	1
<i>INTRODUÇÃO.....</i>	<i>1</i>
<i>1.1 FUNDAMENTOS.</i>	<i>6</i>
<i>1.2 DEFINIÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES (SA).</i>	<i>7</i>
<i>1.3. PARTICIPANTES DO MERCADO DE SERVIÇOS ANCILARES.</i>	<i>8</i>
<i>1.4. IDENTIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES.....</i>	<i>8</i>
<i>1.4.1 Segundo a NERC.</i>	<i>8</i>
<i>1.4.2 Segundo a FERC.</i>	<i>8</i>
<i>1.5 CLASSIFICAÇÃO BÁSICA DOS SERVIÇOS ANCILARES.....</i>	<i>9</i>
CAPÍTULO II.....	13
DESCRIÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES.....	13
<i>2.1 SERVIÇO ANCILAR DE POTÊNCIA REATIVA.....</i>	<i>14</i>
<i>2.1.1 Fontes de geração de Potência Reativa.</i>	<i>14</i>
<i>2.2 RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA.</i>	<i>16</i>
<i>2.2.1 Reserva de contingência.....</i>	<i>17</i>
<i>2.2.2 Reserva Operacional.</i>	<i>17</i>
<i>2.3 CONTROLE DE FREQUÊNCIA.....</i>	<i>19</i>
<i>2.3.1 Controle Automático de Frequência.</i>	<i>19</i>
<i>2.4 BLACK START.</i>	<i>21</i>
CAPÍTULO III.	23
MERCADOS INTERNACIONAIS DE SERVIÇOS ANCILARES.....	23
<i>3.1 FUNCIONAMENTO DO MERCADO NOS PAISES NÓRDICOS.....</i>	<i>23</i>
<i>3.1.1 Serviços Ancilares.</i>	<i>26</i>
<i>3.2 FUNCIONAMENTO DO MERCADO INGLÊS – GALES.</i>	<i>29</i>
<i>3.2.1. Serviços Ancilares.</i>	<i>31</i>
<i>3.3 FUNCIONAMENTO DO MERCADO DA CALIFÓRNIA.....</i>	<i>33</i>
<i>3.3.1 Serviços Ancilares.</i>	<i>36</i>
CAPÍTULO IV.....	41
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	41
<i>4.1. INTRODUÇÃO.....</i>	<i>41</i>

4.1.1. As novas entidades: ANEEL, MAE e ONS.	42
4.2 FUNCIONAMENTO DO MERCADO.....	43
4.2.1 Mercado Spot.....	45
4.3. FONTES DE INFORMAÇÃO PARA OS SERVIÇOS ANCILARES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	46
4.3.1 Decreto N°. 2.665, de 02 de Julho de 1998.	46
4.3.2 Estatuto do Operador Nacional do Sistema – ONS.	47
4.3.3 Mercado Atacadista de Energia elétrica – MAE.....	48
4.3.4 Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia.....	50
CAPÍTULO V	53
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	53
5.1. ASPECTOS GERAIS DO CÁLCULO DE FLUXO DE CARGA.	53
5.2. FLUXO DE CARGA LINEARIZADO.....	55
5.3.FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.	59
5.3.1 Fluxo de Potência Ótimo DC.	60
5.4 MÉTODO DE PONTOS INTERIORES PRIMAL-DUAL BARREIRA- LOGARITMICA PARA A FORMULAÇÃO DO FPODC.	61
5.4.1 Algoritmo geral.	66
CAPÍTULO VI.....	69
DESPACHO CENTRALIZADO DE RESERVAS OPERATIVAS.	69
6.1. SOLUÇÃO PROPOSTA.	70
6.1.1 Coordenador da Provisão.	70
6.1.2 Determinação das Quantidades.	72
6.1.3 Serviços Ancilares Propostos.	72
6.2 RESULTADOS.....	74
6.2.1 Modelo de Despacho Econômico de sem Reservas Operativas.	74
6.2.2 Despacho econômico de energia básica e reservas operativas e sem considerar a rede elétrica.	77
6.2.3 Despacho de energia básica e reservas operativas alocadas em barras diferentes sem considerar a rede elétrica.	83
6.2.4 Despacho de energia básica, reservas operativas com restrições nas linhas de transmissão (linha 12-13).....	87
6.2.5 Comparação de geração de energia básica e reservas operativas com e sem restrições nas linhas de transmissão.	91
6.3 SISTEMA ELÉTRICO IEEE30.	91
CAPÍTULO VII	97
MODELO DE LEILÕES DE ENERGIA E DE RESERVAS OPERATIVAS.....	97

<i>7.1. DESCRIÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO.</i>	98
<i>7.2 SIMULAÇÃO DE MERCADO.</i>	102
<i>7.3 RESULTADOS.</i>	105
<i>7.3.1 Estimação dos preços iniciais.</i>	105
<i>7.3.2 Operação dos Geradores.</i>	108
<i>7.3.3 Operador de Mercado.</i>	110
CAPÍTULO VIII	115
CONCLUSÕES	115

Índice de Tabelas

<i>Tabela 1: Classificação de serviços ancilares segundo o FERC.</i>	9
<i>Tabela 2.Caso Básico: Geração energia básica.</i>	75
<i>Tabela 3. Custo marginal de energia básica e custo total de geração.</i>	76
<i>Tabela 5. Fluxo nas linhas de transmissão.</i>	76
<i>Tabela 6.CASO 1: Geração energia básica e reserva primária</i>	78
<i>Tabela 7. CASO 2: Geração energia básica, reservas primaria e secundária.</i>	78
<i>Tabela 8. CASO 3: Geração energia básica, reservas primária, secundária e terciária.</i>	79
<i>Tabela 9. Custos marginais.</i>	80
<i>Tabela 10.Custos de energia básica e reservas operativas.</i>	81
<i>Tabela 11.Fluxos nas linhas de transmissão para energia básica e reservas operativas.</i>	82
<i>Tabela 12.Caso 1: Reservas em todas as barras.</i>	83
<i>Tabela 13.Caso 2: G1 e G2 sem Reservas.</i>	84
<i>Tabela 14.Caso 3: G2 e G5 sem Reservas.</i>	84
<i>Tabela 15.Custos marginais dos três casos.</i>	86
<i>Tabela 16.Custos totais de geração.</i>	86
<i>Tabela 17.Caso 1: Reservas em todas as barras.</i>	88
<i>Tabela 18.Caso 2: G1 e G2 sem Reservas.</i>	88
<i>Tabela 19.Caso 3: G2 e G5 sem Reservas.</i>	88
<i>Tabela 20.Custos totais de geração.</i>	90
<i>Tabela 21.Caso 2: Energia básica e Reservas operativas sem limites de transmissão.</i>	91
<i>Tabela 22.Caso 1: Energia básica e Reservas operativas com limites de transmissão.</i>	91
<i>Tabela 23.Demanda requerida de energia básica e reservas para determinada hora “i”</i>	92
<i>Tabela 24.Características técnicas nas linhas de transmissão.</i>	93
<i>Tabela 25.Características técnicas dos geradores considerados.</i>	94
<i>Tabela 26. Demanda de energia no mercado básico e o mercado de Reservas.</i>	108
<i>Tabela 27 Preços do Mercado básico e o Mercado de Reservas.</i>	108
<i>Tabela 28 Ofertas para o Mercado Básico e Mercado de Reservas</i>	109
<i>Tabela 29. Oferta individua de cada gerador para o mercado básico e Reservas Operativas.</i>	109
<i>Tabela 30 Preços finais para o mercado básico e reservas operativas.</i>	112
<i>Tabela 31. Geração para o mercado básico e reservas operativas obtidas com os preços finais.</i>	113

Índice de Figuras.

<i>Figura 1. Diagrama de tempo e Reserva.</i>	16
<i>Figura 2. Efeito da Regulação Primária e Secundária num sistema Elétrico</i>	20
<i>Figura 3. estrutura Organizacional do Sistema Elétrico dos Países Nórdicos.</i>	24
<i>Figura 4. Fontes de informação para os Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro.</i>	52
<i>Figura 5. Aspectos da Análise dos Serviços Ancilares.</i>	70
<i>Figura 6. Sistema IEEE30.</i>	95
<i>Figura 7. Processo de Leilão.</i>	99

Índice de Gráficos

<i>Gráfico 1. Geração energia básica.</i>	75
<i>Gráfico 2. Fluxo nas linhas de energia básica.</i>	77
<i>Gráfico 3. Geração energia básica e reserva primária.</i>	79
<i>Gráfico 4. Geração energia básica, reservas primária e secundária.</i>	79
<i>Gráfico 5. Geração energia básica, reservas primária, secundária e terciária.</i>	80
<i>Gráfico 6. Custos totais de reservas operativas.</i>	81
<i>Gráfico 7. Custos totais de geração.</i>	81
<i>Gráfico 8. Fluxo nas linhas de energia básica e reserva primária.</i>	83
<i>Gráfico 9. Geração de energia básica.</i>	84
<i>Gráfico 10. Geração de reserva primária.</i>	85
<i>Gráfico 11. Geração de reserva secundária.</i>	85
<i>Gráfico 12. Geração de reserva terciária.</i>	85
<i>Gráfico 13. Custos totais de geração.</i>	86
<i>Gráfico 14. Geração de energia básica.</i>	89
<i>Gráfico 15. Geração de reserva primária.</i>	89
<i>Gráfico 16. Geração de reserva secundária.</i>	89
<i>Gráfico 17. Geração de reserva terciária.</i>	90
<i>Gráfico 18. Custos totais de geração.</i>	90
<i>Gráfico 19. Curvas de preço quantidade para o calculo dos preços iniciais</i>	106
<i>Gráfico 20. Curvas preço quantidade para calculo dos preços iniciais para o mercado básico e o mercado de Reservas Operativas.</i>	107
<i>Gráfico 21. Oferta-Demanda Energia Básica.</i>	110
<i>Gráfico 22. Oferta-Demanda Reserva Primária.</i>	111
<i>Gráfico 23. Oferta-Demanda Reserva Secundária.</i>	111
<i>Gráfico 24. Oferta-Demanda Reserva Terciária.</i>	112

CAPÍTULO I

Introdução.

Durante a última década a indústria de energia elétrica experimentou em escala mundial uma transformação estrutural e reguladora procurando incorporar diversos mecanismos de competição para aumentar a eficiência econômica do sector. Surge assim a necessidade de estabelecer normas de funcionamento para garantir simultaneamente um tratamento justo a todos os agentes participantes e uma operação em níveis razoáveis de confiabilidade, economicidade, segurança e qualidade dos serviços.

A partir dos anos 90, a estrutura dos serviços públicos de energia elétrica vem sofrendo, em quase todo mundo, transformações profundas, passando de uma estrutura verticalizada para uma estrutura descentralizada. Tais alterações têm sido associadas freqüentemente à realização de processos de privatização. Na realidade, tais transformações são muito mais amplas em seus propósitos e conceitualmente evoluíram bastante ao longo deste período.

Deve-se ressaltar também a importância da compreensão do papel estratégico que desempenham as Agências Federais e Estaduais de Regulação, pois não estamos diante de um setor de concorrência quase perfeita; aliás, só teremos concorrência se forcamos sua

existência através de modelos de regulação e fiscalização em um conceito que inclua todos os aspectos técnicos, comerciais e econômico-financeiros que venham a se sobrepor e reger suas características monopolistas e o relacionamento entre os seus diversos agentes. Repitamos: no setor elétrico, a concorrência só ocorrerá com veracidade e eficácia se é forçada pelo Estado, através de seus órgãos de regulação.

Ainda é cedo para termos certezas, mas parece que tais transformações são de natureza irreversível a médio prazo, pois dificilmente as populações, em especial nos países desenvolvidos, aceitarão a volta aos velhos modelos de uma indústria elétrica vertical e monopolista. Não que esteja o novo paradigma livre de problemas, já que, por exemplo, seus pressupostos básicos de impor concorrência onde for possível podem ser driblados pelo risco de monopolização horizontal em uma ou mais partes da indústria, além dos outros riscos, inclusive de eventuais falhas dos órgãos reguladores.

A idéia básica do novo paradigma da desverticalização da indústria, ou seja, dividir obrigatoriamente os negócios em geração, transmissão, distribuição e comercialização, é dotar cada segmento dos mais adequados modelos de regulação que lhes sejam aplicáveis.

O Novo Setor Elétrico Brasileiro é também o resultado de um processo de transformação institucional iniciado em meados dos anos 90. Os objetivos básicos do processo foram: Primeiro, assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda. Segundo, assegurar que o Setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

Para atingir estes objetivos, foram adotados quatro princípios básicos, bastante semelhantes aos princípios que orientaram processos de reforma em vários outros países. Estes princípios são:

- **Privatização**, a qual, além de proporcionar recursos para o setor público, transferiu para o setor privado a responsabilidade pela realização dos investimentos, possibilitou a competição entre as empresas e proporcionou condições para que se tornassem mais eficientes.
- Estabelecimento da **competição na geração e na comercialização**, a qual deve ser o grande estímulo para o aumento da eficiência e redução dos preços.
- Garantia de **livre acesso às redes** de transmissão e distribuição, de forma a permitir efetivamente a competição na produção e na comercialização. As atividades de transmissão e distribuição passaram a constituir monopólios regulados.
- **Desverticalização**, separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em sua forma mais radical, a desverticalização faria com que elas fossem sempre realizadas por empresas distintas. Na prática, porém, admitiu-se que, dentro de certos limites, algumas combinações destas atividades fossem realizadas por uma única empresa, desde que houvesse uma estrita separação contável. Assim é a desverticalização que garante o livre acesso de todos os produtores e consumidores às redes de transmissão e distribuição;

A geração passa a ser uma indústria competitiva, liberando, nesses casos, os preços a serem cobrados pela energia vendida. Para se evitar, porém, um impacto de elevado risco, os contratos existentes, são normalmente substituídos de forma gradual por novos.

A transmissão e distribuição de energia elétrica são consideradas monopólios naturais, até pelas características de integração do sistema elétrico brasileiro e sua necessidade de otimização elétrica e energética. As mesmas, então, passam a ter neutralidade, de sorte que, desde que atendidas as condições técnicas, os produtores de energia elétrica possam utilizá-las para fornecê-la aos consumidores, mesmo que pagando tarifas diferenciadas aderentes aos custos impostos ao sistema elétrico. Os consumidores podem comprar energia elétrica de qualquer produtor, forçando assim a competição, pagando também preços de transporte da energia à empresa de transmissão, a exemplo dos geradores. Para a manutenção da neutralidade e características de otimização, ao transportador é proporcionada uma receita vinculada aos seus ativos, e não predominantemente ao uso do sistema.

Com o novo modelo surgem os comercializadores de energia, que são empresas em geral sem ativos elétricos, espécie de corretores de energia elétrica: são os chamados "brokers" (corretores de energia). Para o caso de pequenos comerciantes, consumidores residenciais e pequenas indústrias, é mais barato contratá-los para comprar energia do que montar equipes especializadas no tema. Geralmente, as grandes indústrias não precisam usar tais serviços.

As reformulações ora em curso apontam para uma desverticalização destas atividades de geração, transmissão e distribuição, passando essas funções a serem exercidas por agentes especializados. A geração passa a ser alvo de ampla abertura para a participação dos agentes econômicos ao investimento no setor, promovendo-se assim a concorrência entre os diferentes investidores nas diferentes unidades geradoras. Estas mudanças trazem evidentemente mudanças em nível de planejamento e operação, com o surgimento do *Operador Independente do Sistema (OIS)*, com um planejamento indicativo, etc.

Os mercados elétricos mostram uma maior desagregação dos serviços e funções.

- Geradores.
- Comercializador.
- Distribuidor.
- Dono da rede de transmissão fornece acesso e transporte de energia pela rede.
- Operador Independente do Sistema (OIS). Fornece serviços de transporte e suporte.
- Mercado de intercâmbio de energia (mercado atacadista).
- Mercado dos Serviços Ancilares.

Outra destas mudanças refere-se à formação de Mercados de Serviços Ancilares. As novas estruturas do setor mostram uma maior desagregação dos serviços e funções, é aqui onde nasce o conceito de mercado de Serviços Ancilares.

Um serviço ancilar é imprescindível para manter a integridade, qualidade e segurança operacional do serviço elétrico. A reorganização que se há produzido durante os últimos

anos nos distintos mercados de energia, tende a aumentar a eficiência do sistema por meio da incorporação dos Serviços Ancilares (SA), garantindo níveis adequados de segurança. Estes serviços compreendem tanto os agentes de geração, transmissão, distribuição e consumidores.

A existência de um mercado competitivo de energia sugere a organização de mercados competitivos para a provisão de serviços ancilares, especialmente aqueles que estão estreitamente relacionados com os mercados de energia, como é o caso das Reservas de Potência Ativa, Regulação de Frequência, Black Start, Controle de Tensão e Potência Reativa.

Estes serviços, que estavam incluídos nos custos do mercado básico de energia, deverão ser também discretizados, sendo de fundamental importância conhecê-los, organizá-los por função, definir metodologias para identificação de quem oferece estes serviços (quem recebe) e de quem os utiliza (quem paga).

Este problema apresenta grandes dificuldades de cunho conceitual e prático, não havendo até o presente, abordagem consensual para a solução do mesmo. Nesse contexto, este trabalho discute alguns tópicos relevantes visando contribuir para a busca de soluções adequadas.

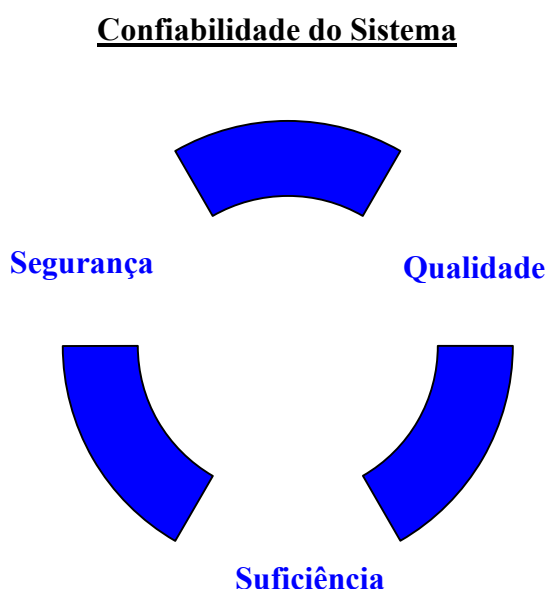
O trabalho realizado tem como objetivo principal o tratamento da questão das Reservas Operativas. Duas abordagens foram implementadas, no qual o primeiro modelo considera um despacho centralizado, e na segunda abordagem a idéia é de um modelo de leilão, baseada num modelo de otimização que permita a incorporação dos Serviços Ancilares de Reserva Operativas. Para observar os alcances do modelo foi implementado um programa computacional que permita simular o comportamento estratégico de todos os agentes do Mercado.

Para sua realização analisaram-se diversos modelos de mercado encontrados na literatura, nos quais se busca aumentar a eficiência técnica – econômica mediante a

minimização de custos operacionais e de segurança, estes últimos através de um mercado de Serviços Ancilares. Em base a estes modelos se conseguiu desenvolver um modelo próprio, que por meio de um programa de otimização obtém-se o despacho de unidades tanto no Mercado Básico como o Mercado de Serviços Ancilares otimizando-se simultaneamente.

1.1 FUNDAMENTOS.

Existe uma forte interação entre o Mercado de Energia Primária e o Mercado de Serviços Ancilares e por isso ambos são indispensáveis.



Suficiência. (adequacy): existência de suficientes instalações para satisfazer a demanda.

Segurança. (security): Capacidade para suportar contingências; tem uma característica dinâmica.

Qualidade. (Power quality): Característica técnica da frequência (Tensão e corrente).

Os serviços ancilares abarcam as características de segurança e qualidade do sistema e estão relacionados com sua operação.

Os serviços ancilares em essência são reservas operacionais de potências ativas e reativas necessárias para operar o sistema com um grau de segurança e qualidade adequado.

Estas reservas são recursos que servem de proteção ao sistema para manter o equilíbrio técnico oferta – demanda, durante a operação normal e durante as perturbações.

1.2 DEFINIÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES (SA).

O acesso ao sistema de transmissão requer mais do que a simples conexão à rede e um caminho geração-carga. É necessário, por exemplo, o controle do perfil de tensão, o controle da frequência do sistema, que são alguns dos serviços ancilares [1].

A definição precisa e rigorosa dos Serviços Ancilares é tópico de grande polêmica em diversos países. A literatura registra várias propostas que divergem em aspectos relevantes. Nos Estados Unidos, por exemplo, a **FERC** “*Federal Energy Regulatory Commission*” e o **NERC** “*North American Electricity Reliability Council*” utilizam as seguintes definições.

- **Federal Energy Regulatory Commission, FERC:** Serviços Ancilares são aqueles necessários para prover a função básica de transmissão ao consumidor. Estes serviços vão desde ações tomadas para efetivação de transações (tais como serviços de programação e despacho) até os serviços necessários para manter a integridade do sistema de transmissão durante uma transação (tais como acompanhamento da carga pela geração e suporte de reativos). Outros serviços ancilares são necessários para corrigir os efeitos associados com o empreendimento de uma transação (como por exemplo, o balanço de energia).
- **North American Electricity Reliability Council, NERC:** Serviços Ancilares são aqueles necessários, num amplo contexto, para permitir às áreas de Controle e as Entidades de Compra e Venda de energia operar com confiabilidade o sistema de transmissão. Além disto o NERC é da opinião que o termo Serviços Ancilares não reflete adequadamente a natureza essencial e as implicações de custos destes serviços e, conseqüentemente, seria melhor denominá-los **Serviços para Operações Interligadas (SOI)**.

1.3. PARTICIPANTES DO MERCADO DE SERVIÇOS ANCILARES.

Os principais participantes do mercado que fornece ou requerem serviços ancilares são [2]:

- Geradores.
- Provedores do Sistema de Transmissão.
- Produtores Independentes de Energia.
- Corretores (“Brokers”).
- Gestores comerciais de energia.
- Concessionárias de distribuição.
- Operador Independente do Sistema (OIS).
- Coordenadores.
- Consumidores (Carga ou demanda).

Cada participante do mercado tem uma posição com respeito ao conceito e fornecimento dos serviços ancilares. Em geral, a posição de todos eles pode resumir-se em duas grandes categorias:

- Provedor de Serviços Ancilares.
- Usuário de Serviços Ancilares

1.4. IDENTIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES.

1.4.1 Segundo a NERC.

A literatura registra diversas listas de Serviços Ancilares variando de 6 a mais de 40 destes serviços. Em [3] e [4] há uma lista com 32 serviços individuais que identificam os serviços ancilares baseados numa revisão da literatura e particularmente por uma revisão e estudo feito pela NERC e os grupos de trabalho sobre o Serviço de Operação Interconectado.

1.4.2 Segundo a FERC.

Os serviços ancilares das empresas com estrutura verticalizada foram providos como parte de um serviço global. É muito difícil, antieconômico e até mesmo impraticável

separar tais serviços e cobrar cada serviço individualmente. O mais viável é agrupá-los segundo critérios factíveis ao nível técnico, administrativo ou econômico.

Tabela 1 apresenta uma classificação a partir de uma proposta feita pelo FERC.

SERVIÇO	OBJETIVOS
Programação, controle e despacho.	-Despacho de geração, programação de geração, programação de corte de carga.
Fornecimento de reativos e controle de perfil de tensão -	Suporte da tensão durante o regime dinâmico do sistema, suporte local de reativo, suporte de reativo ao nível de sistema.
Regulação e resposta da frequência	-Regulação da frequência -Regulação (gerenciamento) da carga -Previsão da carga.
Desequilíbrio carga x geração	- Controles automáticos de geração.
Reserva operativa / Reserva girante	- Reserva girante - Corte de carga - Reserva de transmissão
Reserva Operativa / Reserva Suplementar	- Reserva não girante - Planejamento da reserva - Fornecimento de backup automático.

Tabela 1: Classificação de serviços ancilares segundo o FERC.

1.5 CLASSIFICAÇÃO BÁSICA DOS SERVIÇOS ANCILARES.

Uma das estratégias naturais de classificação fundamenta-se na caracterização de atributos básicos tais como os seguintes [2]:

a) Em função do tipo de necessidade:

- Segurança operacional.

- Confiabilidade / adequação.
- Eficiência operacional.
- Eficiência em longo prazo.
- Pagamento de contas.
- Qualidade de energia.

b) Em função do tipo de Provedores dos serviços ancilares

- Todos os geradores (os que se encontram dentro e fora da área de controle)
- Os geradores da área de controle.
- O provedor do serviço de Transmissão.
- O operador da área de controle.
- Carga dos consumidores.
- As companhias locais de distribuição.

c) Em função do tempo decorrido entre a sua solicitação e o atendimento:

- Imediato (poucos segundos).
- Prazo muito curto (minutos)
- Prazo curto (poucas horas).
- Médio prazo (1 a 2 dias).
- Longo prazo (semanas a 1 ano).

d) Em função ao custo:

- Elevado.
- Médio.
- Baixo.

e) Em função ao custo associado aos requisitos do sistema de medição:

- De baixo custo, utilizando-se tecnologias já existentes.

- De alto custo, utilizando-se tecnologias já existentes de alto custo baseado na necessidade de novas tecnologias.
- Não pode ser avaliada.

f) Em função à correlação existente entre os serviços ancilares:

- Primários.
- Secundários.

CAPÍTULO II.

Descrição dos Serviços Ancilares

Os serviços ancilares são o complemento dos Serviços Primários; estes Serviços Primários correspondem a aqueles serviços pelo qual usuários ou consumidores pagam diretamente: capacidade, consumo de energia, transmissão, distribuição, etc. [4] [5].

Neste capítulo podemos individualizar e descrever estes Serviços Ancilares, os quais incluem [6] [7]:

- Geração e consumo de potência reativa para o controle de tensão.
- Geração e reserva de potência ativa para o controle de frequência e reserva de operação.
- Capacidade “Black Start”, para o restabelecimento de sistemas interrompidos por falhas.

Descreve-se a seguir alguns tipos de serviços ancilares:

2.1 SERVIÇO ANCILAR DE POTÊNCIA REATIVA.

A provisão de potência reativa é para manter a tensão e o fator de potência dentro dos limites admissíveis, em todo momento, tanto em condições normais de operação, como frente a contingências [8].

Devido a isto, exige-se de todos os agentes do sistema a manutenção da tensão e os reativos em níveis aceitáveis.

Um aspecto importante refere-se à localização dos provedores, pois os requerimentos de reativos e os problemas de tensão são de caráter local, pois a transmissão de reativos resulta em perdas consideráveis e diminui a capacidade de transmissão de potência ativa. Por tanto prover o serviço o mais perto possível do lugar donde se requeira é o ideal.

Num sistema ideal, a tensão e frequência em cada ponto de fornecimento deveriam ser constantes, livres de harmônicos e idealmente de fator de potência unitário nos consumos. Em geral o que se pretende é cumprir com estes parâmetros independentemente da carga.

2.1.1 Fontes de geração de Potência Reativa.

Há dois tipos independentes de consumos de potência reativa:

- Consumos exógenos: Que correspondem às cargas normais dentro do sistema.
- Consumos endógenos: Que correspondem a aqueles de origem do próprio sistema (consumos nas linhas, transformadores, geradores, etc.).

Dentro desse contexto se mencionam algumas fontes de geração de potência reativa:

a) Geração Síncrona.

Os geradores síncronos podem ser operados como geradores e como consumidores de potência reativa. Com os reguladores automáticos de tensão dos geradores, pode se controlar a dita operação, útil para manter as tensões requeridas pelo sistema. Entretanto, este tipo de controle se limita a pontos particulares da rede, em particular nas barras conectadas aos geradores.

b) Cargas

Há geração ou consumo importante de potência reativa através de carga dos consumidores finais (domiciliares e industriais).

Pode-se diferenciar as cargas por meio de seu fator de potência. Este fator depende diretamente do tipo de carga conectada, por exemplo, um motor elétrico produz campo magnético, o qual implica absorção de potência reativa. Esta absorção é penalizada economicamente mediante uma taxa por fator de potência. Para neutralizar esta absorção, cada consumidor tem a possibilidade de conectar; por exemplo, um banco de capacitores, de tal forma que gere potência reativa durante a operação de seus motores.

c) Compensação síncrona.

A compensação síncrona consiste no uso de geradores síncronos especificamente desenhados, os quais, uma vez que atingem sua velocidade nominal, e sincronizados ao sistema, são desligados de suas turbinas entregando potência reativa sem gerar potência ativa. Esta forma de operação é muito rápida, do ponto de vista de resposta dinâmica, mas não é econômica, devido ao elevado investimento e custo de manutenção.

d) Compensação capacitiva e indutiva.

A compensação de cargas corresponde ao gerenciamento da potência reativa para o melhoramento da qualidade do fornecimento do sistema. O termo compensação de carga é usado em pontos onde o gerenciamento de potência reativa são efetuados pelos consumidores. O equipamento de compensação é usualmente instalado em lugares próximos ao consumo. Desta forma se tem um controle direto sobre o consumo.

Um compensador capacitivo pode produzir um campo elétrico que gera potência reativa, e o compensador reativo produz um campo magnético. Estes compensadores podem ser adquiridos de forma separada ou de forma híbrida, desta forma pode-se gerar ou absorver potência reativa indistintamente. Na prática um compensador síncrono como um banco de capacitores (ou de indutâncias) pode ser dividido em seções paralelas acionadas

separadamente, obtendo-se variações discretas de acordo com os requerimentos de potência reativa no sistema.

2.2 RESERVA DE POTÊNCIA ATIVA.

Algumas unidades geradoras para que se possam sincronizar com o sistema, devem ser notificadas com antecedência, devido a que algumas delas precisam de um tempo bastante longo de preparação para poder operar a plena carga [12] [13] [14] [15].

Para encarar probabilidade de falha, as unidades geradoras notificadas deverão superar em conjunto a demanda prevista; logo esta geração extra é chamada de reservas de operação. A figura 2 mostra o processo típico de ordenação de unidades geradoras com 24 horas de antecedência para satisfazer a demanda prevista e determinar a reserva de operação. O nível de reservas de operação diminui na medida que passa o tempo, devido a que a probabilidade de variações da demanda e a geração disponível diminuem.

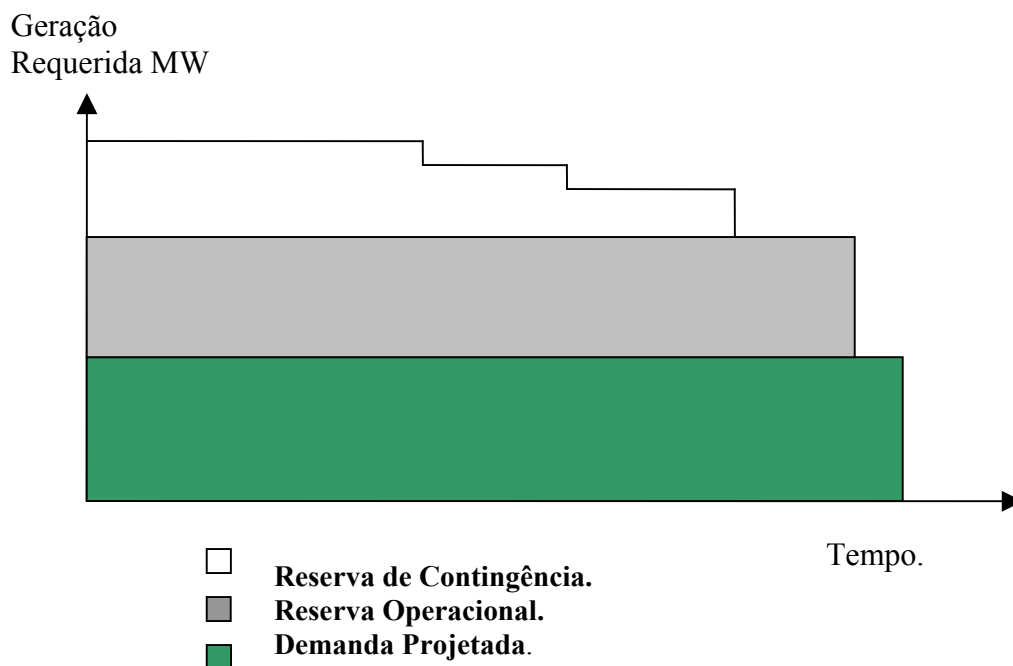


Figura 1. Diagrama de tempo e Reserva.

2.2.1 Reserva de contingência.

A reserva de contingência inclui unidades que foram notificadas com antecedência para fornecer energia a uma demanda determinada num período de tempo particular. No caso de centrais térmicas de tempo de pré-aquecimento demasiado longo, a notificação de uma possível sincronização se faz quando a demanda prevista é relativamente incerta ou a probabilidade de que outras unidades geradoras se avariem.

Esta situação se pode remediar através dos serviços ancilares de reserva em quente e partida falsa, as quais oferecem a possibilidade de dar a ordem de sincronização em menor espaço de tempo, quando o intervalo de tempo para a sincronização à rede é pequeno e o prognóstico da demanda do sistema é mais provável.

a) Reserva quente:

A reserva quente corresponde ao estado intermediário da capacidade do gerador. Em outras palavras, podem se sincronizar em pouco tempo por ter folga em sua geração.

b) Partida falsa:

A programação da geração determina quando e qual unidade deverá entrar em operação num determinado momento. Esta notificação é feita com antecedência pelo organismo encarregado pela programação da operação. Esta unidade começará a preparar sua sincronização a tempo para estar em ótimas condições de entrega de energia. A partida falsa corresponde ao aviso de não necessidade de seus serviços no sistema de potência. Este aviso poderá efetuar-se antes ou depois da notificação de sincronização, situações que diferem no custo do serviço por uso de combustível para o caso de centrais térmicas.

No caso de uma central com unidades hidráulicas, a reserva contingente não considera o requerimento de manutenção num estado intermediário entre partida zero e a sincronização, devido a que o tempo necessário para que esta unidade esteja disponível na totalidade de sua capacidade é comparativamente muito menor que no caso térmico.

2.2.2 Reserva Operacional.

Na Figura 2.2 se pode observar que toda a reserva de contingência depois de um determinado tempo limite é cancelada; no entanto ainda existe a probabilidade de que a

demanda supere a prevista, o qual seria impossível fornecer energia para esse período, pois as unidades que estavam ativas atendendo a reserva de contingência estão agora fora de serviço ou o tempo para que entrem de novo em sincronismo é demasiado curto. A reserva operacional é a encarregada de apoiar o sistema nestas condições de necessidade de energia para atender a variações da demanda. Entre os métodos que se consideram para manter a reserva operacional se destacam os seguintes:

- Manter unidades geradoras a média capacidade.
- Disponibilidade e geração através de geradores térmicos, gás, nuclear, etc.
- Gerenciamento pelo lado da demanda.

Estes métodos de obtenção de reservas operacionais têm dois objetivos diferenciáveis, o primeiro consiste em assegurar um nível de segurança razoável ao sistema e o segundo é dar a possibilidade de um controle adequado da frequência do sistema, mantendo a dita frequência nos limites pré-estabelecidos.

a) Resposta Automática.

A resposta automática é a encarregada de manter a frequência da rede em margens estabelecidas. A esta resposta automática pertencem: a regulação primária e secundária, a primeira se produz aos 10 segundos após ser requerida, com uma duração de vinte segundos; e a secundária se produz aos 30 segundos e é sustentável por trinta minutos (tempos referências). Para este tipo de reserva se conta com as seguintes alternativas:

- Unidades térmicas a média carga.
- Unidades hidráulicas a média carga.
- Unidades a gás a média carga.
- Liberação de carga.
- Interconexões.

b) Reserva sincronizada.

A reserva sincronizada está encarregada de satisfazer o aumento de consumos, com uma notificação de tempo muito curto. Esta pode ser abastecida mediante as seguintes possibilidades:

- Unidades térmicas a média carga.
- Unidades hidráulicas a média carga.
- Geradores a gás.
- Liberação de carga.
- Interconexões.

2.3 CONTROLE DE FREQUÊNCIA.

O comportamento de um sistema de potência, apesar de ter tendência bastante marcada, é de origem estocástico, devido a que as demandas individuais estão constantemente variando [9] [10] [16].

A frequência deve estar permanentemente num valor nominal determinado para atender os requisitos de qualidade recomendados. Para que estes requisitos sejam atendidos deve-se dispor de sistemas de controle e supervisão capazes de manter a frequência dentro de limites estabelecidos.

Esta regulação, encarregada de controlar a potência gerada em cada máquina, é chamada de regulação primária, mas esta não assegura o controle da potência transferida através das linhas de transmissão que comunica as distintas áreas do sistema elétrico, nem o ajuste automático da frequência em seu valor de referência em caso de desvio. Para assegurar a transferência de potência, levar o erro permanente do controle primário a zero e ter um controle das perdas nas linhas, se recorre à regulação secundária.

2.3.1 Controle Automático de Frequência.

Na geração se podem diferenciar três etapas no controle automático: Controle primário, controle secundário e controle terciário. Estas etapas são as responsáveis pela manutenção da frequência em valores preestabelecidos ou acordados, manter as potências de intercambio

dentro de uma margem determinada, manter a geração de cada unidade em valores pertos aos nominais e eventualmente ter um controle sobre as perdas de transmissão [11] [15].

Como se pode observar na Figura 1, no instante o inicia-se um desvio (para baixo) na freqüência. O controle primário passa atuar e por volta de 15s estabiliza o desvio. Após 30s o controle secundário entra em ação no sentido de retornar a freqüência ao seu valor nominal, o qual só será totalmente restabelecido através do controle terciário. Vê-se que a resposta de um sistema elétrico frente a perturbações está claramente condicionado às etapas de regulação existentes no sistema. A regulação secundária é possível de ser executada mediante métodos manuais guiados pela experiência dos operadores encarregados.

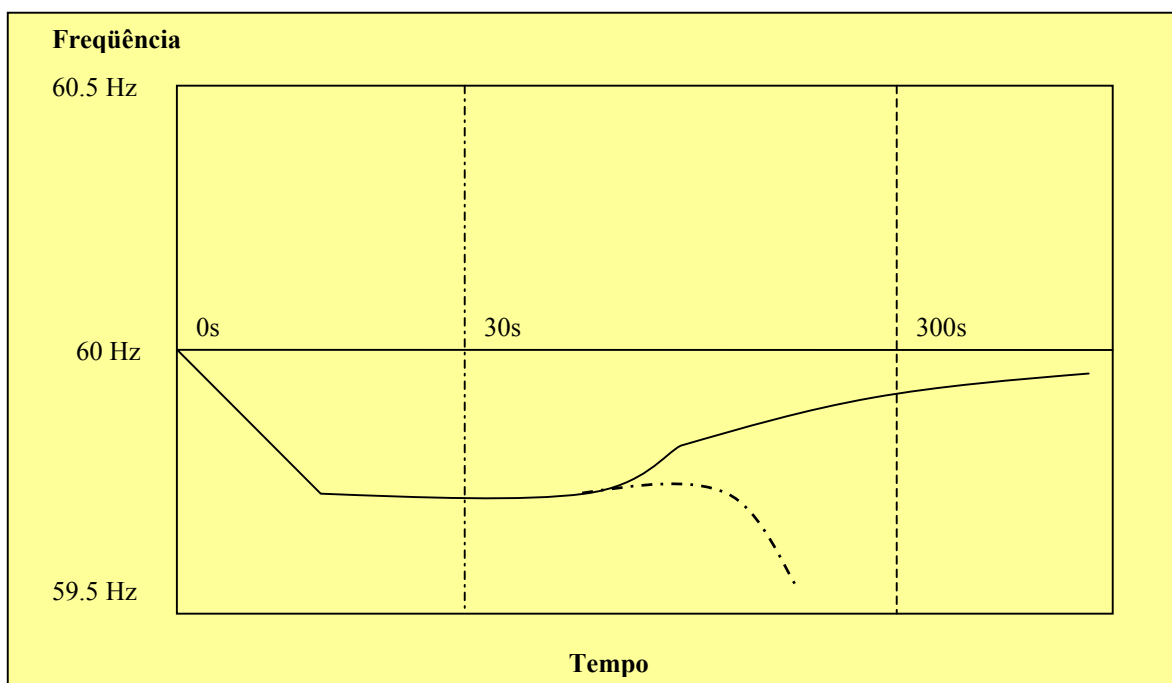


Figura 2. Efeito da Regulação Primária e Secundária num sistema Elétrico

A existência de um controle automático na geração é a origem do controle secundário. Esta etapa de regulação é a que permite a estabilidade da freqüência através das linhas do sistema completo, administrando as transferências de potência, modificando a geração total através de cada unidade em separado. A regulação secundária tem uma resposta a variações na freqüência mais lentos do que a regulação primária, isto descarta

possíveis interferências entre ambas as etapas de regulação da frequência. Para possibilitar esta reação do sistema se conta com unidades pré-selecionadas, nas quais se modifica sua velocidade de funcionamento. Estas unidades são chamadas de reguladores de área.

Qualitativamente, a regulação secundária difere da primária em que a primeira diminui drasticamente as amplitudes das oscilações, reduzindo os pontos críticos da frequência. Desta forma as variações das potências de intercâmbio entre áreas são minimizadas retornando seus valores a zero.

Finalmente temos a regulação terciária da geração, a qual tem como variáveis adicionais as características próprias das unidades que compõe um parque gerador do sistema elétrico. Este controle é necessário na medida em que o sistema aumenta de tamanho e quando a presença de unidades térmicas é cada vez mais importante. Esta etapa de controle de frequência considera aspectos econômicos de geração das distintas unidades.

2.4 BLACK START.

Entende-se como Black Start ao processo de partida das unidades geradoras, quando estas se encontram isoladas eletricamente do sistema de transmissão, o qual prove energia ao sistema para que possa começar seus serviços primários [15].

A exceção de algumas pequenas centrais hidráulicas, é necessária a presença de grupos de geradores de emergência capazes de fazer partir as unidades principais de geração de uma central. Para esta tarefa, existem centrais de tamanho regular, as quais são excitadas por um conjunto de baterias. Uma vez que as unidades principais são postas em operação e estão em condições, são utilizadas para restabelecer parte do sistema e para entregar energia necessária para a partida de outras unidades geradoras que se encontre na área.

Desta forma, se necessitaria só de algumas unidades com esta capacidade de Black Start através do sistema, localizadas de forma estratégica para poder restabelecer o sistema total. Esta capacidade de Black Start é um Serviço Ancilar importante num sistema.

CAPÍTULO III.

Mercados internacionais de Serviços Ancilares.

Neste capítulo se apresenta a reestruturação da indústria de energia elétrica nos Países Nórdicos, na Inglaterra e na Califórnia. Dá-se ênfase na caracterização sobre a forma de proirizase regulação de Serviços Ancilares, com o objetivo de ter uma visão mais exata da organização e funcionamento desses mercados elétricos [17] [18].

3.1 FUNCIONAMENTO DO MERCADO NOS PAISES NÓRDICOS.

Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca unificaram seus sistemas interconectados, formando um único mercado elétrico, mas dirigido por quatro operadores independentes do sistema (um para cada país), que acostumam empregar diferentes maneiras de gerenciar a congestão, regular a frequência, etc. Todos eles formam parte do Sistema Interconectado de Potência dos Países Nórdicos, que se conhece pelo nome de Nordel.

A estrutura organizacional, em cada um dos sistemas elétricos que formam parte do Nordel, apresenta uma configuração como a que é mostrada na Figura 3.

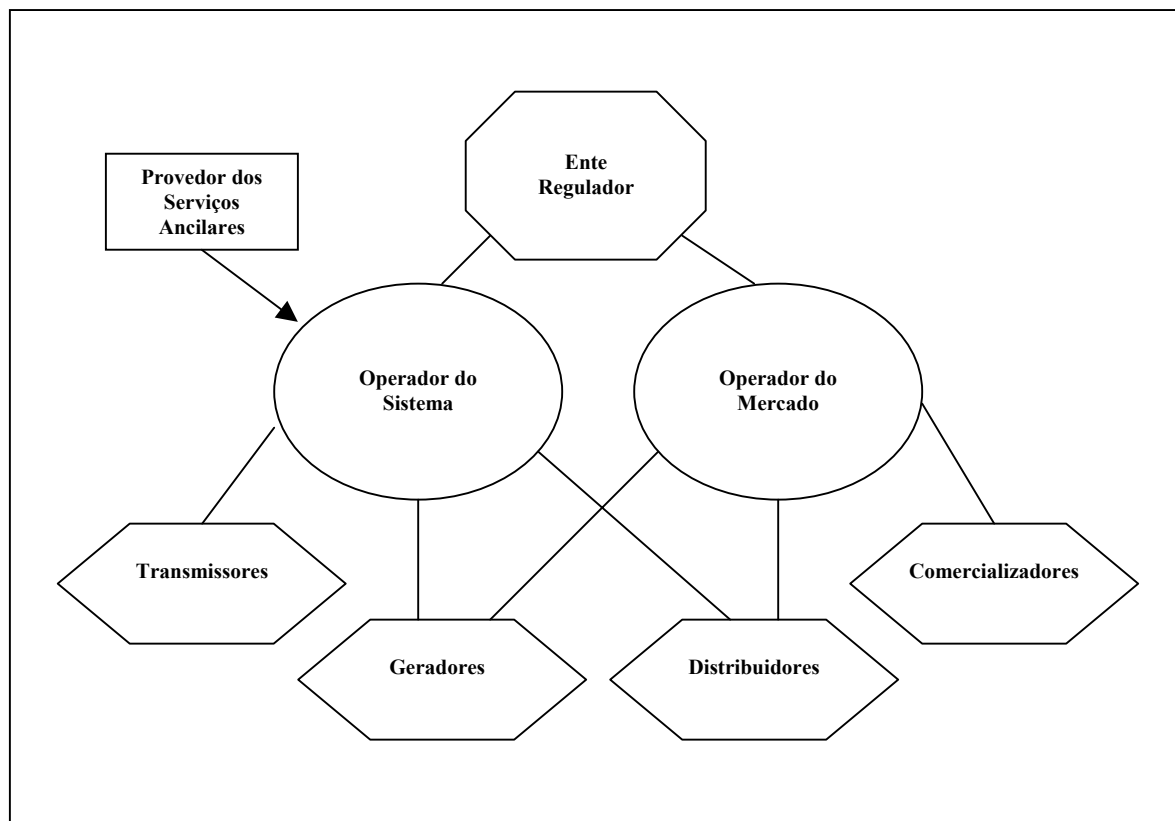


Figura 3. estrutura Organizacional do Sistema Elétrico dos Países Nórdicos.

O Operador de Mercado corresponde a uma entidade única chamada Nord Pool, no entanto o Operador do Sistema é distinto em cada país e coincide, em todos eles, como proprietário e operador da rede de transmissão, no sistema correspondente.

Nos países Nórdicos existem três tipos de mercados: O Mercado Spot, o Mercado de Futuros e o Mercado Regulador. Os dois primeiros são operados pelo Nord Pool, cuja propriedade está repartida em partes iguais entre os Operadores Independentes de cada Sistema (em Noruega e Suécia, Statnett e Svenska Kraftnät, respectivamente). Estes

Operadores são de propriedade estadual. Cada Operador Independente do Sistema opera seu próprio Mercado Regulador [19].

A seguir se descreve cada um dos Mercados que funcionam neste Sistema:

a) Mercado Spot

A operação do Mercado Spot é bastante simples: as ofertas para as 24 horas de um dado dia são aceitas e estabelecidas no dia anterior. Os produtores e os consumidores de eletricidade apresentam propostas, para cada hora do dia, ao Mercado Spot, entre as 10:00 e às 12:00 horas do dia anterior. Estas propostas consistem em segmentos lineares que relacionam preços com quantidades.

As propostas são agregadas em uma curva de demanda ou de carga e em outra de oferta ou geração, as quais depois se cruzam, para obter o preço do Mercado Spot (o Preço de Equilíbrio), chamado Preço do Sistema.

Os agentes são notificados dos resultados às 14:00 horas e tem 30 minutos para propor alterações, os quais se resolvem tendo como resultado o programa final perto das 15:00 horas. A operação do programa começa às 00:00 horas do correspondente dia e os agentes aceitados recebem ou pagam o Preço do Sistema pela energia. As propostas são aceitas e os usuários são notificados da situação do Mercado. A participação neste Mercado não é obrigatória, exceto para algumas condições de congestão.

b) Mercado de Futuros

Permite comprar em forma semanal ou por contratos de demanda de ponta com uma antecedência de até três anos, fazendo possível aos geradores e aos consumidores manejar o risco dos preços.

No Mercado de Futuros, também chamado Mercado Semanal, se comercializa com dois tipos de contratos: um semanal de base, para as 168 horas de uma semana, e outro de demanda de ponta semanal, para os intervalos entre as 07:00 e as 22:00 horas, de segunda-feira até sexta-feira.

c) Mercado Regulador

Aceita propostas de seus participantes (em sua maioria, geradores) para aumentar ou diminuir a energia em função da programação. As propostas são relacionadas, para cada dia, entre as 15:00 e às 19:30 horas do dia anterior. Os participantes devem responder dentro de 15 minutos na Noruega e 10 minutos na Suécia.

Quando o Operador do Sistema necessita de regulação, compra o bloco mais barato de potência de regulação, realizando o despacho por telefone. Ao final de cada hora, o Operador do Sistema, paga aos provedores pela regulação comprada o preço do bloco mais caro utilizado (preço marginal).

3.1.1 Serviços Ancilares.

Uma característica de Nordel é que as funções de controle secundário são gerenciadas manualmente pelo Operador do Sistema através de mecanismos de Mercado.

O Operador do Sistema faz uso do Mercado Regulador no controle secundário, para o balanço da geração e a carga em tempo real, é crucial na coordenação da operação do Sistema de Potência neste ambiente de Mercado que existe na Noruega. Entretanto, o uso deste Mercado não é considerado parte dos Serviços Ancilares.

Cada Operador do Sistema tem como tarefa a coordenação da provisão dos Serviços Ancilares (baseado nas capacidades técnicas das equipes que os provêm) e é quem deve decidir as quantidades necessárias de cada um destes serviços, para a adequada confiabilidade da operação do Sistema.

Este Sistema (majoritariamente hidráulico) normalmente tem uma disponibilidade adequada de Serviços Ancilares, cujos preços são baixos. Devido a isto, não é necessário para o Operador exigir uma provisão dos Serviços Ancilares acima dos níveis básicos, e não tem que fazer pagamentos por contribuições especiais. Os Serviços Ancilares que se provêm atualmente no Sistema Elétrico dos Países Nórdicos [20] [21] [22] (sobre todo em Noruega e Suécia) são:

- Controle de Frequência.

- Reserva Rápida (Regulação Secundária).
- Reserva Extraordinariamente Rápida (não está disponível, até que não exista a interconexão HVDC).
- Seguimento de Carga.
- Controle da tensão.
- Desconexão de Cargas.
- Desconexão de Geração.

Em geral, no Sistema Elétrico dos Países Nórdicos, quase todos os Serviços Ancilares são providos por geradores hidroelétricos, de modo, que seus custos de provisão resultam praticamente desprezíveis.

A seguir descreve-se cada um dos serviços ancilares providos no sistema elétrico dos Países Nórdicos.

a) Controle Primário de Frequência

Este serviço deve ser provido num tempo de 30 segundos, depois de requerido pelo Operador do Sistema, se mantendo durante todo o período em que seja necessário.

Para o pagamento por este serviço aos provedores, o Operador do Sistema determina um montante total anual a repartir, segundo as necessidades previstas por ele para todo o sistema em seu conjunto. A quantidade total é de US\$ 3,3 milhões anuais (1998), e cada um dos geradores recebem um pagamento segundo sua contribuição efetiva ao controle de frequência, considerando-se capacidade disponível e o tempo de utilização do serviço.

b) Reserva Rápida de Potência

Este serviço ancilar é a regulação secundária de frequência; só é considerado como serviço ancilar em casos de emergência ou quando se verifica no sistema carência de reservas.

Exige-se que este serviço esteja totalmente disponível num tempo não maior do que 15 minutos, depois de ser solicitado pelo Operador do Sistema; sua ativação se faz em forma manual, o tempo mínimo que se deve manter sua provisão é de 4 horas.

As companhias geradoras oferecem regulação e o Operador do Sistema requisita aos geradores e ativa as reservas quando são necessárias, através de leilões competitivos entre os provedores. O pagamento que se faz aos provedores são pela energia utilizada (\$/MWh).

Em princípio, toda a capacidade de geração disponível depois do estabelecimento do Mercado Spot, é considerada pelo Operador do Sistema como reserva rápida de potência.

Reserva Rápida e/ou Extraordinariamente Rápida podem também ser oferecidas por grandes consumidores (cargas industriais). O pagamento será acordado individualmente, em base às características da carga e às possíveis limitações na duração da desconexão.

c) Seguimento de Carga

Este serviço supre as modificações aos planos de geração, para responder às variações de carga entre um período de programação e da operação, e assim buscar o equilíbrio permanente entre oferta e demanda de energia elétrica.

Não se exige um tempo máximo de resposta ante as instruções do Operador, mas os planos de geração vão-se renovando a cada 15 minutos, aproximadamente, determinando-se cada vez os requerimentos deste serviço para a correta operação do Sistema.

d) Controle de Tensão

As quantidades de reserva de potência reativa são determinadas pelo Operador do Sistema, respeitando estes critérios.

É obrigatório para todos os geradores do sistema, realizar o controle de tensão e de reativos, em forma local. Este requerimento mínimo define-se em função do fator de potência que se deve encontrar não menor que 0.85.

A geração de potência reativa, como consequência das funções de controle automático da tensão, não é paga. O mesmo se aplica ao controle manual de geração de potência reativa, exceto quando resulta num valor do fator de potência fora do limite. Em tais casos, quando o Operador do Sistema requeira quantidades adicionais, realiza contratos bilaterais com os provedores, determinando um pagamento pela energia reativa provida.

3.2 FUNCIONAMENTO DO MERCADO INGLÊS – GALES.

Há três sistemas elétricos separados no Reino Unido: Inglaterra e Gales, Escócia e Irlanda do Norte. Se fará menção principalmente ao primeiro destes; de qualquer forma, existe uma grande semelhança entre eles.

Com a reestruturação da indústria elétrica na Inglaterra e país de Gales, em 1990 a geração ficou em mãos de três empresas: dois grandes geradores térmicos, NATIONAL POWER e POWER GEN, em mãos privadas, e um nuclear, a NUCLEAR ELECTRIC, empresa publica até 1996.

Para operação da transmissão se criou a NATIONAL GRID COMPANY (NGC), com a responsabilidade de facilitar a competição e o correto funcionamento do mercado. Além disso, há doze Companhias Regionais de Eletricidade (REC), que corresponde às empresas de distribuição.

Por outro lado, a NGC se constituiu como Operador do Sistema, e é encarregado da coordenação do despacho de energia em todo o Sistema Inglês, ficando o mercado organizado num Pool, onde participam todos os agentes do setor, através do qual se realizam as transações econômicas de todos os serviços relacionados com o fornecimento elétrico, tanto os básicos como os de suporte ao sistema.

O mecanismo de mercado através do qual se comercializa atualmente a eletricidade neste sistema se conhece como o Pool de eletricidade de Inglaterra e Gales [23] [24]. No qual os geradores oferecem eletricidade, a qual é demandada pelos comercializadores.

O Pool estabelece o preço a pagar pela energia para cada intervalo de meia hora do dia seguinte e quais os níveis de participação dos geradores, para satisfazer a demanda

programada. Até as 10:00 horas de cada dia, os geradores podem apresentar no Pool suas ofertas para a jornada seguinte, indicando quanto estão dispostos a gerar para cada intervalo de tempo e a que preço. Estas ofertas também devem levar em conta, para cada unidade geradora, as suas restrições operativas, como por exemplo, os níveis mínimos de geração e a taxa na qual pode aumentar ou diminuir o montante de fornecimento programado.

A NGC (National Grid Company), como Operador da Rede, é responsável pela programação e pelo despacho diário da geração, faz uma previsão da demanda (mais reservas), tomando em conta os fatores climáticos e os padrões de demanda.

Geralmente, o preço da unidade mais cara despachado para satisfazer a demanda prevista em cada meia hora estabelece o preço da energia, conhecido como Preço Marginal do Sistema (PMS).

A este preço se adiciona um pagamento por capacidade, que provê um incentivo aos geradores para manter uma margem adequada acima do nível de demanda. Este pagamento pode ser alto quando a margem diminui, mas também pode ser zero se há um excesso de geração disponível.

Os geradores vendem potência no Pool a este Preço de Compra do Pool (PPP), que corresponde à soma entre o SMP e o Pagamento por Capacidade. De sua parte, os comercializadores compram no Pool ao Preço de Venda do Pool (PSP), que é igual ao PPP mais um custo chamado Uplift. Os comercializadores pagam pelo montante de energia que calculam utilizar no ponto de conexão à rede de transmissão, aumentado por um fator que leva em conta as perdas na rede.

O custo Uplift inclui, entre outros, os seguintes pagamentos:

- Pagamentos por disponibilidade não programada: pagamentos a unidades que estavam disponíveis, mas não foram despachadas.
- Custos adicionais de geração: consequência das diferenças entre a demanda prevista e a demanda atual, e entre a disponibilidade prevista dos geradores e a atual.
- Pagamentos pelos serviços ancilares: necessários para assegurar a confiabilidade na operação do sistema.

3.2.1. Serviços Ancilares.

Entre os participantes do Pool está o Provedor dos Serviços Ancilares (ASP), papel desempenhado atualmente pela NGC. A função desta entidade é de contratar os Serviços Ancilares requeridos para manter a tensão e a frequência dentro dos padrões adequados, junto com outros serviços tendentes a lograr uma operação confiável do sistema elétrico. O pagamento por estes serviços se realiza no Pool, por meio do Administrador de Pagamentos do Sistema (SSA).

Os Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Inglês se classificam em três categorias:

- **Serviços Obrigatórios:** É fornecido por todos os geradores, e sob a coordenação da NGC para o caso do controle de frequência e o controle de tensão.

-**Serviços Necessários:** Não é obrigação de todos os geradores o seu fornecimento. A NGC contrata estes serviços e paga por eles em base aos custos de provisão. Um exemplo é o Black Start.

-**Serviços Comerciais:** NGC os emprega para alcançar uma adequada operação do sistema, em termos de confiabilidade e qualidade na entrega do fornecimento elétrico. Os provê qualquer gerador e são contratados pela NGC através de processos de ofertas competitivas; a reserva não sincronizada é um exemplo deste tipo de serviços.

Os Serviços Ancilares considerados no Sistema Inglês são os seguintes [25] [26]:

- Controle de Tensão [27] [28].
- Controle de Frequência [29].
- Reserva [29].
- Gerenciamento da Congestão.
- Black Start.

a) Controle de Tensão

Todas as unidades geradoras de mais de 30 MW estão obrigadas a controlar a tensão e a manter o fator de potência entre 0,85 capacitivo e 0,95 indutivo.

Existem duas formas de pagar este serviço:

- Mecanismo de Pagamento “Base” (Default): Pagamento por capacidade e por utilização.
- Licitações ou Ofertas: Pagamentos alternativos por capacidade de potência reativa ou ofertas por capacidade ampliada de potência reativa.

b) Controle de Frequência

Os geradores síncronos provêm o serviço em forma contínua; grandes consumidores provêm ocasionalmente, por meio de sua desconexão através de Relés de Baixa Frequência (RBF).

Este serviço pode ser de dois tipos:

- Contenção: Aumento de geração ou diminuição de carga em forma quase instantânea, até 30 segundos depois de uma falha ou até alcançar a frequência normal do sistema. Chamada também Resposta Primária e Resposta de Alta Frequência, respectivamente.
- Recuperação: aumento de geração ou diminuição de carga em 30 segundos e até 30 minutos. Chamada também Resposta Secundária de Frequência.

A Resposta à Regulação Secundária de Frequência se considera geralmente um serviço comercial, cuja provisão não é obrigatória e é determinada em base a ofertas ou leilões competitivos, ou por meio de contratos bilaterais anuais.

c) Reserva

Este serviço, conhecido como “*Standing Reserve*”, ou simplesmente “*Reserve*” (Reserva Detida ou Reserva Não Sincronizada), pode ser dotado não só por unidades geradoras desconectadas da rede, como também por geradores sincronizados com capacidade disponível e por cargas ou consumos desconectáveis.

A reserva deve estar totalmente disponível em 20 minutos e manter-se por pelo menos duas horas.

O volume total de energia utilizado por ano em reserva não sincronizada é repartido aproximadamente em: 33% de térmicas, 65% de hidráulicas, 2% da demanda.

A reserva é contratada anualmente por meio de um leilão competitivo. Através de processos de ofertas, a NGC procura ter dois tipos de provisão do serviço:

- Comprometido: Um provedor comprometido do serviço deve oferecer disponibilidade para todas as horas requeridas da temporada e a NGC se compromete comprar todos os serviços oferecidos.
- Flexível: O provedor flexível do serviço não está obrigado a oferecer os serviços em todas as horas disponíveis e, a NGC não está obrigada comprar todos os serviços oferecidos. A reserva dotada por unidades parcialmente carregadas é paga por meio de contratos no Pool.

Os pagamentos são realizados por:

- A disponibilidade do serviço (£/MW).
- Pelo uso: Toda a energia utilizada é paga ao preço estabelecido no Mercado, e além disso se inclui um pagamento de compensação (chamado Holding), por MWh, para os geradores que diminuem sua produção e venda de energia no Pool, como consequência de oferecer este serviço.

d) Gerenciamento da Congestão

Os congestionamentos na rede de transmissão necessitam ser gerenciadas:

- Tecnicamente, para assegurar a integridade da rede.
- Economicamente, para limitar os sobre-custos que se podem produzir e que procedem dos geradores relativamente mais caros que devem entrar e dos geradores mais baratos que já não são requeridos.

3.3 FUNCIONAMENTO DO MERCADO DA CALIFÓRNIA.

O sistema elétrico da Califórnia está conectado com outros sistemas dos estados dos Estados Unidos e México, e a sua característica de ser um sistema muito malhado, faz que sua operação seja muito confiável e de muita solidez.

O Sistema Elétrico da Califórnia possui diversos mercados inter-relacionados [30] [31]. Estes mercados se classificam fundamentalmente segundo dois critérios:

a) Mercados definidos pelos bens transados:

- Mercado da Energia.
- Mercado da Transmissão.
- Mercado de Serviços Ancilares.

b) Mercados definidos pelo marco temporal das transações:

- Mercado Diário.
- Mercado Horário.
- Mercado Spot (em Tempo Real).

Por outro lado, existem três categorias de participantes:

- Provedores (Bidders): cargas ou geradores, que têm seus próprios recursos ou administram os de outros.
- Coordenadores da Programação: fazem coincidir as ofertas de carga com as de geração, para balancear as transações. Existe entre eles um Coordenador da Programação Reguladora, conhecido como Negociador da Energia, que gerencia aproximadamente o 80% das transações e é para ele que cada agente entrega suas previsões (de demanda ou geração), com os que são determinadas, as curvas agregadas e calculado o Preço de Equilíbrio do Mercado (PEM).
- Operador Independente do Sistema (OIS): por ele passam todas as transações e leva a cabo também o gerenciamento da congestão. Ademais, opera diretamente o Mercado dos Serviços Ancilares [32].

O Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO) conduz três Mercados de livre competição (Mercado Spot de Energia, Mercado da Transmissão e Mercado dos Serviços Ancilares), os quais não só procuram diminuir os custos de provisão da eletricidade, ajudam ao CAISO a manter a confiabilidade na rede de transmissão (sobretudo através do Mercado de Serviços Ancilares).

a) Mercados da Energia.

A estrutura na Califórnia permite múltiplos mercados da energia, e tanto geradores como consumidores podem escolher livremente em qual realizar suas transações:

- Mercados Bilaterais: Os agentes desenvolveram suas próprias regras de transação e preço; as ofertas e demandas são programadas com ajuda do Operador Independente do Sistema, através dos Coordenadores da Programação.
- Leilões Competitivos: A cargo do Negociador da Energia; podem ser de Antecedência, Diária e Horária.
- Mercado de Balanço em Tempo Real (Mercado Spot): Dirigido pelo Operador Independente do Sistema, ocorrem o maior volume de transações. O OIS deve ajustar em todo momento a geração com a demanda.

b) Mercados de Transmissão.

Para facilitar esta tarefa, o OIS aceita as “ofertas de ajuste” (um dia e/o uma hora antes do consumo da energia), apresentadas pelo Negociador da Energia ou os Coordenadores da Programação. Os Coordenadores da Programação que operam em zonas de congestão, transportando grandes volumes de eletricidade, pode voluntariamente cortar seus fornecimentos ou gerar adicionalmente para cobrir a demanda. Se os participantes do mercado não apresentam suficientes ofertas de ajuste, deverão pagar uma taxa pelo gerenciamento da congestão se seguem utilizando as linhas sobrecarregadas.

c) Mercado dos Serviços Ancilares.

Tem lugar um dia e uma hora antes do uso da eletricidade por parte dos consumidores, e opera sob a coordenação do Operador Independente do Sistema. O que se comercializa neste Mercado é só capacidade (MW).

Os Coordenadores da Programação podem comprar seus requerimentos de tais serviços através deste Mercado, também tem a possibilidade de autoprover-se, estes serviços.

3.3.1 Serviços Ancilares.

A provisão dos Serviços Ancilares no Sistema Elétrico da Califórnia se baseia, em geral, em leilões competitivos, conduzidos pelo Operador Independente do Sistema no Mercado Diário e no Mercado Horário [33] [34].

Os serviços ancilares que atualmente se oferecem na Califórnia são:

- Regulação: Geração disponível e sincronizada para manter o balanço da energia.
- Reserva sincronizada: Geração em funcionamento com capacidades adicionais, que pode ser despachada em dez minutos.
- Reserva não Sincronizada: geração que não está em funcionamento, mas pode entrar dentro de dez minutos.
- Reserva de Substituição: geração que pode começar a contribuir à rede dentro de uma hora.
- O controle de tensão e a partida autônoma são contratados anualmente pelo operador independente do sistema, mas no futuro se incluirão no Mercado.

O Operador do Sistema gerencia os serviços ancilares no mercado diário e no mercado horário. Ele é o responsável de designar a cada Coordenador da Programação uma parte de seus requerimentos totais de cada Serviço Ancilar e deve assegurar o cumprimento de cada obrigação, seja pelos próprios Coordenadores da Programação ou através de leilões.

O mercado dos serviços ancilares só comercializa capacidade de geração (MW), no entanto, o pagamento que o Operador do Sistema faz aos provedores para cada um destes serviços, através dos leilões competitivos, tem duas componentes:

- Pagamento pela Capacidade (US\$/MW): Constitui o critério econômico principal de seleção dos provedores, porque os geradores neste mercado só oferecem preço pela capacidade ou potência disponível.
- Pagamento pelo Consumo de Energia (US\$/MWh): no despacho em tempo real, se paga aos provedores pelo montante utilizado do serviço correspondente, ao preço spot da energia.

Por outra parte, o pagamento que os Coordenadores da Programação devem fazer ao Operador Independente do Sistema pelos serviços ancilares que adquirem no mercado dirigido por este último, geralmente é proporcional à demanda prevista pelo Coordenador da Programação, para sua respectiva área. Há uma sugestão de que estes custos dos serviços ancilares sejam determinados em base à demanda medida mais que à demanda planejada, já que isto eliminaria o incentivo perverso para os Coordenadores da Programação de subestimar a demanda, e assim a provisão de serviços ancilares por parte do Operador do Sistema seria mais consistente.

a) Serviço Ancilar de Regulação.

O montante de capacidade de regulação necessária para cada período do Mercado Diário e do Mercado Horário é determinada como uma porcentagem da demanda agregada, prevista pelo OIS para esse período. Inicialmente a porcentagem era do 5% (para horas com perfis mais planos) ao 10% (quando há rampas significativas; por exemplo, variação entre hora de ponta e fora de ponta). Mas a experiência tem mostrado a necessidade de elevar este último ao limite de 12%.

O controle da regulação se faz através do cálculo do ACE (Area Control Error ou Erro da Área de Controle), calculado por equipes do Operador do Sistema: este enviará os sinais correspondentes aos geradores, para que forneçam a regulação, cada vez que o ACE exceda os limites permitidos.

Como nos demais serviços ancilares na Califórnia, por este se paga tanto por capacidade (US\$/MW) como por uso (US\$/Mwh). No entanto, para o caso de despacho de regulação para abaixo, é o gerador quem deve pagar ao operador independente do sistema pela energia não fornecida.

b) Serviço Ancilar de Reservas de Operação.

As Reservas de Operação se compõem de duas partes:

- Reserva Sincronizada: fornecida em 10 minutos, por unidades conectadas à rede.

- Reserva não Sincronizada: unidades paradas, mas de partida rápida (10 minutos).

Estas reservas não podem ser adquiridas no Mercado de Tempo Real ou Mercado Spot para substituir a capacidade que já foi despachada.

No total, o montante mínimo exigido de reservas de operação deve ser igual ao maior entre as quantidades determinadas pelos seguintes critérios:

- 5% da demanda prevista, em reservas dotadas por unidades hidráulicas, mais 7% da demanda prevista, em reservas provenientes de outros recursos de geração.
- Segundo a maior contingência.
- Outro critério do Operador do Sistema.

A reserva sincronizada e a regulação podem ser dotadas como serviços separados por parte de uma mesma unidade geradora, sempre que a soma de ambas não seja maior que dez vezes a máxima taxa de variação (MW/min), o qual é denominado gradiente da máquina.

Todas estas quantidades não consideram a congestão, mas ao final o Operador Independente do Sistema deve determinar com cada Coordenador da Programação o melhor modo de minimizá-la

c) Serviço Ancilar de Reservas de Substituição.

Permitem ao Operador Independente do Sistema recuperar as reservas de operação despachadas, dentro de 60 minutos.

Alem disso, deve ser capaz de manter a geração exigida ao menos por duas horas ou até que o Operador do Sistema disponha de outros recursos ou lhe ordene outro nível de geração.

A quantidade das reservas de substituição se calcula (para as horas de ponta) segundo os seguintes critérios:

- Diferença de previsão de demanda entre o Operador do Sistema e os Coordenadores da Programação.

- Saídas não planejadas de unidades geradoras.
- Falhas entre programação final do dia anterior e a geração e demandas atuais.
- Quedas ou falhas inesperadas de transmissão. - Variações sazonais. - Outros fatores.

d) Serviço Ancilares de Controle de Tensão.

O Operador Independente do Sistema deve determinar diariamente, para cada hora, a quantidade e a localização do suporte de tensão requerido para manter os níveis de tensões e de reativos dentro dos parâmetros admissíveis, segundo a demanda prevista para cada período do Mercado Diário.

Uma unidade geradora que forneça controle de tensão deve estar sob o controle de reguladores automáticos de tensão durante todo o período em que se requeira o serviço, para lograr um tempo de resposta de menos de um minuto no controle das tensões, que deve manter em forma permanente, quanto tempo seja necessário.

Se o Operador requer um suporte de tensão adicional no curto prazo, pode pedir aos geradores que diminua sua geração de potência ativa e que operem fora dos parâmetros especificados, remunerando-os por este serviço, através de contratos bilaterais anuais.

e) Serviço Ancilar de Partida Autônoma ou Black Start.

O Operador Independente do Sistema deve determinar a quantidade e a localização da capacidade de Partida Autônoma, baseado nos estudos de contingências que serão usados como base de seus planos de emergência.

A capacidade de Partida Autônoma atualmente é dotada pelo Operador do Sistema, através de contratos bilaterais anuais com os Coordenadores da Programação, para unidades que forneçam o serviço.

CAPÍTULO IV

Sistema Elétrico Brasileiro.

4.1. INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor elétrico brasileiro foi iniciada em 1995 [35], e durante o final de 1996 e início de 1997, o Ministério de Minas e Energia (MME) elaborou um trabalho juntamente com consultores liderados pela Coopers & Lybrand [36] que estabeleceu as linhas gerais do modelo do setor elétrico a ser implantado no Brasil. Esse relatório foi utilizado como bússola para guiar a reestruturação do setor elétrico brasileiro.

A noção básica é implementar a competição onde é possível (geração e comercialização) e a regulamentação onde é necessária (monopólios com livre acesso). Para isto precisa-se ter um regulador forte, um operador do sistema independente, que no Brasil é o Operador Nacional do Sistema, e um planejamento indicativo, para que os atores possam atuar sabendo quais são as regras do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

4.1.1. As novas entidades: ANEEL, MAE e ONS.

A nova estrutura do Setor exigiu a criação de novas entidades [36]. Dentre estas, são especialmente as seguintes:

a) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Foi criada pela Lei Nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a qual foi regulamentada pelo Decreto Nº. 2.335, de 06 de outubro de 1997, e posteriormente alterada pela Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

A ANEEL é o órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico. Suas atribuições incluem, dentre outras, “promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos”; “celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, expedir as autorizações, bem como fiscalizá-los”; além de “regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário”. Além disso, cabe a ANEEL definir as regras de participação no MAE, homologar o Acordo de Mercado e autorizar as atividades do ONS.

b) Mercado Atacadista de Energia elétrica – MAE. Foi criado pela Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto Nº 2655, de 02 de julho de 1998.

O MAE é o local onde serão realizadas as transações de compra e venda de energia elétrica no Sistema Interligado Brasileiro. Ele foi instituído pelo Acordo de Mercado, faltando ainda aprovar as regras comerciais que regerão estas transações (estas regras são parte integrante do Acordo de Mercado).

O MAE é regido por uma Assembléia Geral e por um Comitê Executivo cujos membros com direito a voto são eleitos pela Assembléia Geral. A Assembléia é composta por representantes da Produção e da Demanda, possuindo cada uma das categorias a metade dos votos, e sendo os votos em cada categoria, distribuídos 10% igualmente entre todos os membros da categoria, e 90% em proporção à produção ou da Demanda. Cabe a ANEEL decretar o Acordo de Mercado e as Regras do MAE, assim como qualquer alteração que venham a ser aprovadas pela Assembléia Geral.

c) Operador Nacional do Sistema elétrico – ONS. Também foi criado pela Lei Nº 9.648 de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto Nº 2655, de 02 de julho de 1998.

Constituem atribuições do ONS:

- O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas energéticos nacionais;
- A supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- A supervisão e controle da operação dos sistemas energéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- A contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- Propor a ANEEL as ampliações das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- A definição das regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS é regido por uma Assembléia Geral [37], por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, e sujeita ao Conselho de Administração. O ONS atua mediante autorização da ANEEL.

4.2 FUNCIONAMENTO DO MERCADO.

Atualmente no mercado brasileiro, a energia elétrica pode ser comercializada através de contratação bilateral e através do mercado *spot*. As negociações podem ocorrer entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, onde os preços e as condições são determinados livremente entre as partes. O mercado *spot* é a parcela não contratada da energia, pode ser originária dos excedentes das geradoras ou da demanda acima da contratada dos comercializadores e distribuidores.

É no MAE onde 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 blocos 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 sub-mercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) e para cada patamar (Leve, Médio e Pesado), mensalmente. É o chamado mercado de curto prazo ou "spot".

Para a criação e funcionamento do mercado de energia no Brasil, foi sugerido pelos consultores da Coopers & Lybrand [36] e aceita pelo governo, uma proposta que imita o funcionamento dos mercados de energia em outros países, mas com um mercado do tipo *Tight Pool*, ou seja, um mercado de energia em que os agentes estão submetidos a regras mais rígidas e centralizadas, que as utilizadas em um mercado de energia do estilo comum. Baseado no fato de que o preço ideal, que deve ser cobrado nos mercados, se aproxime o máximo possível dos custos marginais de curto prazo e o modo de se conseguir isto, no mercado de energia comum, é através de um número razoável de competidores e no *Tight pool*, procura-se esse equilíbrio com o uso dos modelos computacionais. Esse mercado precisa fechar o balanço do sistema diariamente.

Uma das diferenças entre o modelo computacional e o tradicional, é que os agentes, em vez de submeterem ao operador os gráficos com suas ofertas e demandas, enviam seus dados técnicos de geração e carga, incluindo detalhes sobre custos de geração, no caso de térmicas, ou dados sobre a capacidade dos reservatórios, no caso de hidrelétricas.

O despacho final é feito com base em modelos computacionais, por meio dos quais se tenta otimizar o funcionamento do sistema. O grande desafio técnico desses modelos é representar, de forma mais fiel possível, a realidade de mercado, constituída pelas diversas

ofertas e demandas de energia e por restrições de transmissão. De acordo com esses parâmetros, o modelo coloca em funcionamento as usinas do sistema, segundo uma ordem baseada nos custos marginais de curto prazo de cada uma delas. Para uma térmica, este valor é dado pelo consumo suplementar de combustível. Já para uma hidrelétrica, depende do nível de seu reservatório e da possibilidade de que no futuro ela seja insuficiente para gerar toda a energia necessária e, como consequência, o sistema se veja obrigado a acionar térmicas mais caras.

4.2.1 Mercado Spot.

Atualmente o preço Spot, preço no mercado à vista, é dado pelo custo operativo do último gerador despachado para atender a demanda, conhecido como custo marginal de operação. O despacho de geração é realizado através de modelos de otimização cuja função objetivo é minimizar o custo operativo e o risco da falta de energia no futuro.

No Brasil o preço spot é utilizado para liquidar a energia não contratada bilateralmente. Esse preço é calculado pelo MAE através de um modelo computacional que leva em conta uma série de dados de entrada como: previsão de vazão e cargas, disponibilidade de geração das usinas hidroelétricas, custos nas usinas térmicas, entre outros. Isto faz com que o custo marginal de curto prazo seja extremamente instável por estar diretamente relacionado à variabilidade do comportamento hidrológico das bacias em que estão situadas as hidroelétricas.

4.2.2. Mercado Bilateral.

A forma mais utilizada para a comercialização de energia elétrica é através de negociações bilaterais. Até 2003, essas negociações eram realizadas através de contratos bilaterais de compra e venda de energia firmada livremente entre as duas partes ou através de leilões organizados pelo MAE ou pelos próprios agentes interessados.

Os contratos bilaterais podem ser de longo, médio ou de curto prazo. Geralmente é dito de curto prazo os contratos com prazo de validade menor do que dois anos, de médio prazo, contratos de dois a seis anos, e de longo prazo contratos com validade maior de seis anos.

O mercado bilateral é o ambiente de comercialização que apresenta maior liberdade quanto aos formatos de leilões de comercialização de energia elétrica. Nesse mercado o comercializador pode organizar seu próprio leilão, cujas regras ele define de forma a atrair participantes, participar de leilões organizados por terceiros ou participar dos leilões do MAE. Devido à obrigatoriedade das concessionárias geradoras estatais de vender pelo menos 50% de sua energia produzida através de licitação pública e de obrigatoriedade das concessionárias de distribuição de comprar no mínimo 95% de sua demanda prevista através de contratos bilaterais (até 2003), leilões estão sendo muito utilizados para comercializar os contratos bilaterais.

4.3. FONTES DE INFORMAÇÃO PARA OS SERVIÇOS ANCILARES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.

A Figura 4 mostra as fontes oficiais de informação sobre os serviços ancilares na nova regulamentação do setor elétrico brasileiro estão em quatro documentos [39]:

- Decreto Nº 2.665, de 02 de Julho de 1998.
- Estatuto do ONS.
- Regras do MAE.
- Contratos Iniciais.

4.3.1 Decreto Nº. 2.665, de 02 de Julho de 1998.

A redação dada ao artigo não é muito precisa no sentido que não determina que ocorram pagamentos pela prestação de serviços ancilares, e sem que as regras do Mercado Atacadista de Energia - MAE podem prever estes pagamentos. Na sequência é reproduzida a redação dada ao referido artigo.

Art. 18. As regras do MAE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados a todos os usuários do Sistema Elétrico Interligado, que compreenderão, dentre outros:

I - a reserva de capacidade, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua facilidade de partida automática;

II - a reserva de capacidade, em MVar,

Disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em procedimentos de rede, necessária para a operação do sistema de transmissão;

III - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

Analisando o texto do artigo depreende-se que são 5 os serviços ancilares definidos:

- *Reserva de capacidade em MW;*
- *Reserva de capacidade em MVar;*
- *Operação dos geradores como compensadores síncronos;*
- *Regulação de tensão;*
- *Esquemas de corte de geração e alívio de cargas.*

4.3.2 Estatuto do Operador Nacional do Sistema – ONS.

A segunda menção a serviços ancilares na nova regulamentação do setor elétrico brasileiro é feita no Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. De fato, no art. 4º, o qual estabelece as atribuições do ONS, é assinalado que cabe a este ente setorial a contratação e a administração dos serviços ancilares.

Cabe mencionar que o Estatuto do ONS foi aprovado pela ANEEL através da Resolução NQ 307, de 30 de setembro de 1998. Neste sentido, pode ser entendido que o ente regulador atribui ao ONS a contratação e a administração dos serviços ancilares. Não obstante, é importante registrar que o Estatuto do ONS não define nenhum serviço ancilar, nem dá destaque a qualquer um dos serviços freqüentemente classificados como um serviço ancilar.

Na seqüência é reproduzido o texto do referido artigo, inciso IV, que menciona a questão dos serviços ancilares.

Art. 4º São Atribuições do ONS:

IV - a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares.

4.3.3 Mercado Atacadista de Energia elétrica – MAE.

ASMAE – A Administradora de serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica é a entidade criada para administrar o mercado de energia elétrica no Brasil.

Neste sentido, vem atuando na elaboração das regras que regulamentarão as atividades do MAE. Até o momento não existe uma formulação acordada nos grupos técnicos da ASMAE para a comercialização de serviços ancilares. Não obstante, no escopo das regras do MAE foram consideradas proposições para a modelagem de regras específicas para a comercialização de serviços ancilares.

A primeira proposição foi divulgada em julho de 1999 no documento com o resumo das regras do MAE. Neste documento é estabelecida a orientação para o pagamento por serviços ancilares. As regras do MAE acrescentam mais um serviço (capacidade de black - start) aos serviços relacionados.

A orientação dada é para que os serviços de esquemas de corte de geração e alívio de cargas e de capacidade de Black-Start sejam negociados entre os agentes através de Contratos de Serviços Ancilares (CSA).

Cabe ressaltar que o MAE é o ambiente idealizado para processar os negócios de compra e venda de energia. A modelagem das regras para custos dos serviços ancilares contemplam remunerações somente por serviços prestados por geradores. Na sequência é reproduzido o texto que menciona a questão dos custos dos serviços ancilares nas regras do MAE.

Resumo das Regras do MAE para o extinto Comitê Executivo - COEX

Custos dos Serviços Ancilares.

- *Os serviços ancilares compreenderão potência reativa, reserva em todos os horizontes temporais e capacidade de black start. As consequências destes serviços para o MAE estarão na geração que está “constrained-on” ou “constrained-off” para fornecer potência reativa ou reserva. Estes desvios serão calculados do mesmo modo que as restrições à transmissão acima,*

isto é, as usinas serão tratadas como constrained-on (Operando acima do valor programado) ou constrained-off (operando abaixo do valor programado).

- *Nos casos em que as regras do MAE não remunerem plenamente os geradores pelo fornecimento de serviços ancilares (p.e., operação em modo de compensação síncrono) serão tratados através de CSAs (Contratos de Serviços Ancilares).*

Em outubro de 1999, a ASMAE emitiu uma nova proposta ao COEX. Nesta proposta há um aprofundamento no tratamento comercial a ser dado aos pagamentos pela prestação de serviços ancilares. Nesta versão é introduzida a idéia de um Acordo de Serviço Ancilar (ASA), o qual permitiria a criação de mecanismos para a inclusão no Encargo de Serviço do Sistema dos encargos relacionados a prestação de serviços ancilares. O texto desta nova abordagem é reproduzido na seqüência.

- Energia relacionada aos Componentes dos Serviços Ancilares.

Os serviços ancilares compreenderão potência reativa, reservas de potência em todos os intervalos de tempo e capacidade de Restabelecimento do Sistema. As conseqüências desses serviços para o MAE estarão na geração (constrained-on ou constrained-off) para o fornecimento de potência reativa ou reserva.

Os custos dos serviços ancilares serão recuperados através do Encargo de Serviço do Sistema. As regras gerais aplicadas aos pagamentos de serviços ancilares são:

(a) Pagamentos relacionados à capacidade de fornecer um serviço serão remunerados através de um Acordo de Serviço Ancilar (ASA) entre o provedor do serviço e o ONS - estes relacionados aos custos fixos ou custos incorridos na manutenção de uma capacidade;

(b) Custos variáveis que não estão relacionados à provisão de potência ativa também serão recuperados através do ASA; e

(c) Custos variáveis relacionados à provisão de potência ativa, gerados de acordo

com a necessidade de fornecimento de serviços ancilares, serão remunerados através do MAE.

Esta abordagem delinea a provisão de energia e de serviços ancilares. O principal indício de provisão de serviço ancilar na produção de energia - o impacto das restrições na geração - será tratado da mesma forma que outras restrições de transmissão.

Os casos nos quais as regras do MAE não compensarem inteiramente aos geradores pelo fornecimento de serviços ancilares (por exemplo, operação em modo de compensação simultânea) serão negociados através do ASA.

Pagamento e os mecanismos de recuperação por serviços ancilares serão, portanto, como se segue:

- *Os geradores serão pagos para efeitos de (c) supra citado acordo com as regras do MAE e, para efeitos de (a) e (b) acima, de acordo com o ASA; e*
- *Os pagamentos por (a), (b) e (c) acima serão recuperados pela carga através do Encargo de Serviço do Sistema.*

Assim como determina que, no caso dos serviços ancilares, as penalidades serão aplicadas apenas para aqueles que não são cobertos por outros Contratos de Serviços Ancilares (CSA), especificamente para reserva girante e para emergências.

4.3.4 Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia.

A quarta e última menção a serviços ancilares na nova regulamentação do setor elétrico brasileiro é dada nos termos dos Contratos Iniciais, os qual foi idealizado, com vistas à transição entre o antigo e o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Na sequência é reproduzida a redação dada ao Anexo III do modelo padrão de contrato, onde são dadas salvaguardas aos que celebram o contrato quanto a eventuais alterações e mercado. A questão da remuneração dos serviços ancilares é tratada considerando que estes valores já estão inclusos no preço da energia elétrica. A flexibilização desta regra acompanharia o mesmo tratamento dado à energia, ou seja, a liberação dos montantes contratados para livre negociação é escalonada em incrementos de 25%, começando em 2003 e se encerrando em

2006.

ANEXO III - ALTERAÇÕES DE MERCADO

- *A VENDEDORA será obrigada, com respeito ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA, a prestar Serviços Ancilares ao Sistema interligado, de acordo com as NORMAS DO GCOI, durante a vigência dos CONTRATOS INICIAIS. Não haverá a contra prestação de tais serviços pela COMPRADORA à VENDEDORA, uma vez que o preço da ENERGIA reflete a prestação de tais serviços.*
- *Nos três últimos ANOS CONTRATUAIS, os CONTRATOS INICIAIS DA VENDEDORA serão progressivamente reduzidos, permitindo que a VENDEDORA passe a contratar e ser remunerada pelos Serviços Ancilares, referentes ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA na proporção da redução dos CONTRATOS INICIAIS.*
- *A contratação e remuneração dos Serviços Ancilares prestados pela VENDEDORA, nos três anos finais deste CONTRATO, não trarão qualquer ônus adicional para a COMPRADORA, no âmbito deste CONTRATO. A COMPRADORA poderá, como qualquer outro usuário dos Serviços Ancilares, ser onerada por uma parcela dos custos dos Serviços Ancilares contratados pelo NOS junto à VENDEDORA ou a qualquer outro prestador de Serviços Ancilares.*

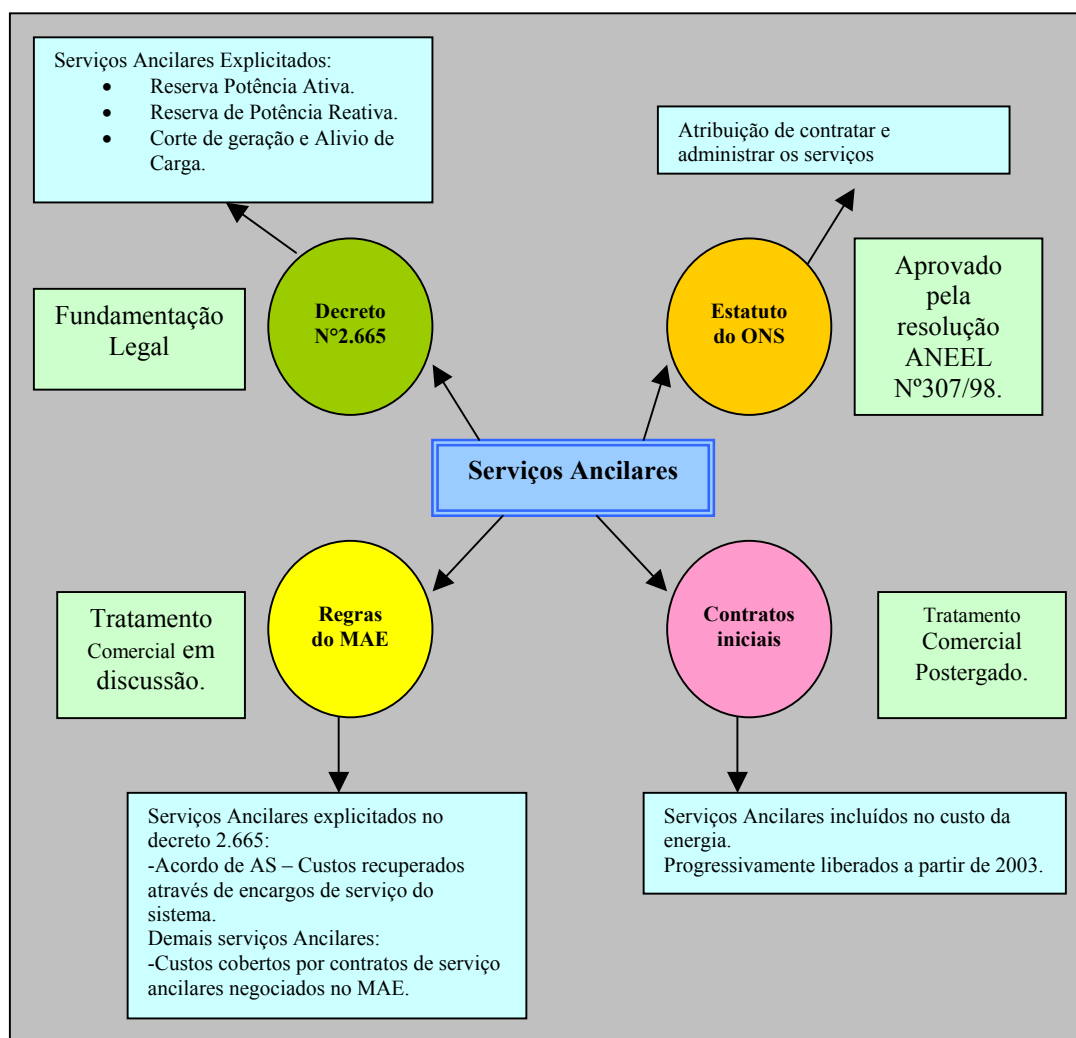


Figura 4. Fontes de informação para os Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro.

CAPÍTULO V

Fundamentos Teóricos.

Neste Capítulo se apresentam as definições e os principais conceitos de fluxo de carga, fluxo de potência ótimo e o método de pontos interiores com barreira logarítmica necessários para a compreensão deste trabalho.

5.1. ASPECTOS GERAIS DO CÁLCULO DE FLUXO DE CARGA.

O cálculo de fluxo de carga ou fluxo de potência [40] em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição de fluxos nas linhas e de algumas outras grandezas.

As equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada barra.

Na formulação básica do problema, a cada barra da rede são associados quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

- V_k Magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k Ângulo de fase da tensão nodal;
- P_k Injeção líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k Injeção líquida de potência reativa.

Dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas as barras da rede elétrica são classificadas da seguinte maneira:

Barras de carga (PQ)	São dados: P_k e Q_k Incógnitas: V_k e θ_k
Barras de geração (PV)	São dados: P_k e V_k Incógnitas: Q_k e θ_k
Barra de Referencia ($V\theta$)	São dados: V_k e θ_k Incógnitas: P_k e Q_k

As barras de tipo PQ e PV representam barras de carga e barras de geração (incluindo condensadores síncronos) respectivamente. A barra $V\theta$ ou barra de referência (geralmente uma unidade geradora de grande capacidade) tem duas funções: fornece uma referência angular para o sistema (referência de magnitude de tensão com relação ao nó terra); e é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão, só conhecidas após obter a solução final do problema.

As injeções de potência ativa e reativa podem ser expressas respectivamente, como nas equações:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (5.1.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (5.1.2)$$

Onde:

K Conjunto de todas as barras adjacentes à barra k incluindo a própria barra k ;

G e B Matrizes condutância e susceptância de barra respectivamente;

θ_{km} Abertura angular sobre a linha $k-m$.

No caso de uma linha de transmissão as expressões dos fluxos de potência ativa e reativa são dados pelas seguintes expressões:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.1.3)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 g_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.1.4)$$

Onde:

g_{km}, b_{km} São a condutância e susceptância da linha que une a barra k à barra m , respectivamente.

Para a resolução do calculo de fluxos de carga foram desenvolvidos diversos métodos numéricos, os quais chegam até a solução através de processos iterativos. Os métodos mais usados são: O Método de Newton-Raphson, o Método de Newton Desacoplado e o Método de Newton Desacoplado Rápido.

A resolução destas equações não lineares é bastante complicada e cara do ponto de vista computacional, porém um modelo aproximado, chamado de Fluxo de Carga Linearizado ou DC, permite estimar com baixo custo computacional e precisão aceitável a distribuição de fluxo de potência ativa em uma rede de transmissão. As característica e formulação do modelo de fluxo de carga linearizado será apresentado mais adiante.

5.2. FLUXO DE CARGA LINEARIZADO.

Este modelo tem encontrado muitas aplicações na análise de sistemas elétricos de potência, tanto em planejamento como na operação do sistema [42].

O fluxo de carga DC apresenta resultados tanto melhores quanto mais elevado o nível de tensão. O modelo de fluxo de carga linearizado não leva em conta a variação das magnitudes das tensões nodais, potências reativas, e taps dos transformadores.

Considerando as equações para os fluxos de potência ativa P_{km} em uma linha de transmissão (5.1.3):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km}$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km}$$

Considerando as seguintes aproximações:

$$\begin{aligned} V_k &\approx V_m \approx 1 p.u \\ \theta_{km} \text{ pequeno} &\rightarrow \begin{aligned} \sin \theta_{km} &\approx \theta_{km} \\ \cos \theta_{km} &\approx 1 \end{aligned} \\ r_{km} \ll x_{km} &\rightarrow \begin{aligned} b_{km} &\approx -1/x_{km} \\ g_{km} &\approx 0 \end{aligned} \end{aligned}$$

Onde:

x_{km} Reatância da linha que une as barras k e a barra m .

O fluxo de potência fica aproximado por:

$$\begin{aligned} P_{km} &= -P_{mk} \\ P_{km} &= x_{km}^{-1} \theta_{km} \\ P_{km} &= \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \end{aligned} \tag{5.1.5}$$

Na forma matricial, a injeção de potência ativa é escrita como:

$$P_{Lq} = B \theta \tag{5.1.6}$$

Onde:

- θ Vetor dos ângulos de fase das tensões nodais;
- P_{Lq} Vetor das injeções nodal líquida de potência ativa;
- B Matriz do tipo susceptância nodal.

Da equação (5.1.6) temos:

$$\theta = B^{-1} P_{Lq} \quad (5.1.7)$$

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão pode ser representado também como segue. De acordo com [42], a matriz B do tipo susceptância, pode ser obtida por:

$$B = A(X_d)^{-1} A^T \quad (5.1.8)$$

Onde:

A Matriz incidência nó-ramo de dimensão $(nb \times nl)$, nb é o numero de barras da rede e nl é o numero de linhas de transmissão;

X_d Matriz diagonal cujos elementos são as reatâncias x das linhas, de dimensão $(nl \times nl)$;

T Superíndice que indica transposta da matriz;

(-1) Superíndice que indica a inversa da matriz.

Substituindo (5.1.8) na equação do calculo de θ (5.1.7)

$$\theta = [A(X_d)^{-1} A^T]^{-1} P_{Lq} \quad (5.1.9)$$

Logo o fluxo de potência ativa em cada linha de transmissão do sistema será:

$$f = (X_d)^{-1} A^T \theta \quad (5.1.10)$$

Substituindo (6.1.7) em (6.1.10), o fluxo torna-se:

$$f = (X_d)^{-1} A^T B^{-1} P_{Lq} \quad (5.1.11)$$

Definindo:

$$D = (X_d)^{-1} A^T B^{-1} \quad (5.1.12)$$

Onde D é a matriz de participação das injeções de potência (geração e carga) na composição dos fluxos nas linhas de transmissão do sistema.

Agora o fluxo de potência ativa em cada linha de transmissão, pode ser representado vetorialmente como:

$$f = DP_{Lq} \quad (5.1.13)$$

O modelo de Fluxo de Carga Linearizado ou DC é muito usado em problemas de FPO para resolver o problema de despacho ótimo de geração, considerando custos de cada gerador, sujeito às restrições das capacidades de transmissão das linhas e limites nos mesmos geradores.

5.3.FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.

A formulação geral para o problema de Fluxo de Potência Ótimo é matematicamente expresso como [41], [43], [44], [49], [50], [51], [52]:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } c(x) \\
 & \text{s.a } g(x) = 0 \\
 & \quad h(x) \leq 0 \\
 & \quad l \leq x \leq u
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Onde:

$x \in R^n$: Vetor das variáveis de otimização;

$c(x)$: Função continua em R^n , que representa o desempenho de operação do sistema de potência;

$g(x) = 0 \in R^m$: Restrições funcionais de igualdade, correspondentes em geral às equações de fluxo de potência.

$h(x) \leq 0 \in R^p$: Restrições funcionais de desigualdade do sistema de potência;

l, u : Limites mínimo e máximo das variáveis x .

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência e as restrições de desigualdade são as limitações impostas a uma variável, podem ser das Restrições Físicas, Restrições Operacionais, Restrições de Segurança.

A utilidade do problema de FPO é dar uma orientação ao operador ou planejador do sistema elétrico de como estas variáveis devem ser ajustadas de modo que os centros de geração, de consumo e os equipamentos que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades. Seu campo de aplicação compreende o planejamento da operação e da expansão, e a operação em tempo real.

5.3.1 Fluxo de Potência Ótimo DC.

O problema de FPODC determina o despacho de geração e pode ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} c_i(p_i) \quad (5.3.1)$$

s.a.:

$$\sum_{i=1}^{ng} p_i = \sum_{j=1}^{nc} p_j \quad (5.3.2)$$

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}, i \in G \quad (5.3.3)$$

$$f = DP^{liq} \quad (5.3.4)$$

$$|f_j| \leq f_j^{\max}, j \in L \quad (5.3.5)$$

$$D = X^{-1} A^T B^{-1} \quad (5.3.6)$$

$$P^{liq} = p - d \quad (5.3.7)$$

Onde:

- $c_i(x_i)$: Função custo de geração da unidade geradora i ;
- p_i : Potência ativa gerada da unidade geradora i ;
- $p_i^{\min}, p_i^{\max}$: Geração mínima e máxima da unidade geradora i respectivamente;
- X, A, B : Matrizes diagonal das reatâncias, incidência da rede e susceptância nodal,
- P_{liq} : Vetor das injeções líquidas de potência ativa,
- p, d : Vetor de potência ativa gerada e demandada respectivamente.
- G e L : Conjunto de geradores e de linhas de transmissão, respectivamente;

A função Objetivo (5.3.1) representa os custos totais de geração. A equação (5.3.2) representa o balanço de potência global, p_i e p_j são o número de geradores e o número de barramentos com carga, respectivamente. A restrição (5.3.4) representa um modelo linear (DC) do sistema de transmissão e fornece os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão em função da injeção de potência ativa nas barras, e as restrições (5.3.3) e (5.3.5) representam os limites de geração e de fluxo de potência ativa, respectivamente. A solução do problema acima atende a demanda de carga e respeita os limites de geração e de transmissão da rede.

5.4 MÉTODO DE PONTOS INTERIORES PRIMAL-DUAL BARREIRA-LOGARITMICA PARA A FORMULAÇÃO DO FPODC.

Este item descreve o método de Pontos Interiores Primal-Dual Barreira-Logaritmica usado para este caso em particular.

$$\text{Min } \sum_{i=1}^{ng} c(p_i) \quad (5.4.1)$$

$$\text{s.a: } A.p = b \quad (5.4.2)$$

$$l \leq p \leq u, \quad (5.4.3)$$

Onde:

- $p \in R^{ng}$: Vetor das potências ativas geradas, ng é o número de barras geradoras;
- $c(p_i)$: Função custo de geração da unidade geradora i , é contínua e diferenciável;
- A : Matriz que representa as restrições ativas do problema;
- d_T : Vetor de requisitos;
- $l \leq p \leq u$, : Restrição que limita a geração de potência ativa das unidades geradoras; l e u são vetores que representam os limites mínimo e máximo de geração, respectivamente.

A matriz A é dada pelas restrições de igualdade e/ou restrições de desigualdades ativas. Nos sistemas reais, só um número reduzido de linhas e transformadores operam em seus limites, porém que não se conhecem a priori. A estratégia adotada foi resolver inicialmente o problema relaxado, considerando-se somente o atendimento da demanda global e os limites de geração. Neste problema inicial, a matriz A é constituída por apenas uma linha a qual corresponde à restrição (5.3.2). A solução deste problema de despacho inicial é avaliada através do modelo DC; se nenhuma violação for verificada, então esta solução é ótima e segura. Caso contrário, as violações identificadas, ou parte delas, devem ser incorporadas ao problema inicial como restrições de igualdade. Portanto, durante o processo de resolução, a matriz A poderá ter diferentes valores e dimensões.

O primeiro passo é transformar as restrições de desigualdade da formulação (5.4) em restrições de igualdade através da adição de variáveis de folga ou excesso estritamente positivas, $s_i \geq 0$. Portanto, o problema pode ser reescrito como:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} c_i(p_i) \quad (5.5)$$

$$s.a: \quad A.p = b \quad (5.5.1)$$

$$p - s_1 = l \quad (5.5.2)$$

$$p + s_2 = u \quad (5.5.3)$$

$$s_1, s_2 > 0 \quad (5.5.4)$$

Estas variáveis de folga são incorporadas à função objetivo original através da função Barreira Logarítmica:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} c_i(p_i) - \mu \sum_{i=1}^{ng} (\log s_{1i} + \log s_{2i}) \quad (5.6)$$

$$s.a: \quad A.p = b \quad (5.6.1)$$

$$p - s_1 = l \quad (5.6.2)$$

$$p + s_2 = u \quad (5.6.3)$$

Onde:

$\mu > 0$: É o parâmetro de barreira que tende a zero durante o processo iterativo;

A função Lagrangeana para o problema acima é:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} c_i(p_i) - \mu \sum_{i=1}^{ng} (\log s_{1i} + \log s_{2i}) - \sum_{y=1}^m \lambda_y (A_y \cdot p - b) - \sum_{j=1}^{ng} [\pi_{1j}^T (p_j - s_{1j} - l_j) + \pi_{2j}^T (p_j + s_{2j} - u_j)] \quad (5.6.4)$$

Onde:

$\lambda \in R^m$: Multiplicadores de Lagrange para as restrições de igualdade;

$\pi_1, \pi_2 \in R^{ng}$: Multiplicadores de Lagrange para as restrições de desigualdade (5.5.2) e (5.5.3), respectivamente;
 m : Número de restrições de igualdade.

As condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) de primeira ordem da função Lagrangeana são:

$$\nabla_p L = \nabla c(p) - \nabla(A.p - b)^T \lambda - \pi_1 - \pi_2 = 0 \quad (5.7.1)$$

$$\nabla_\lambda L = A.p - b = 0 \quad (5.7.2)$$

$$\nabla_{\pi_1} L = (p - s_1 - l) = 0 \quad (5.7.3)$$

$$\nabla_{\pi_2} L = (p + s_2 - u) = 0 \quad (5.7.4)$$

$$\nabla_{s_1} L = \mu S_1^{-1} e - \pi_1 \rightarrow \mu e - S_1 \pi_1 = 0 \quad (5.7.5)$$

$$\nabla_{s_2} L = \mu S_2^{-1} e + \pi_2 \rightarrow \mu e + S_2 \pi_2 = 0 \quad (5.7.6)$$

Onde:

$\nabla c(p)$: Gradiente da função $c(p)$;

$e \in R^n$: Vetor unitário, $e = (1, \dots, 1)^T$;

S_1, S_2 : Matrizes diagonais $R^{ng \times ng}$ formadas pelos vetores s_1, s_2 respectivamente.

Aplicando o Método de Newton nas expressões (5.7.1-5.7.6), para obter as direções de busca $(\Delta p, \Delta s_1, \Delta s_2, \Delta \lambda, \Delta \pi_1, \Delta \pi_2)$ tem-se:

$$(\nabla^2 c(p) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla^2 (A.p - b)) \Delta p - \nabla(A.p - b) \Delta \lambda - \Delta \pi_1 - \Delta \pi_2 = -t \quad (5.8.1)$$

$$\nabla(A.p - b)^T \Delta p = -(A.p - b) \quad (5.8.2)$$

$$\Delta p - \Delta s_1 = -(p - s_1 - l) \quad (5.8.3)$$

$$\Delta p + \Delta s_2 = -(p + s_2 - u) \quad (5.8.4)$$

$$-\Pi_1 \Delta s_1 - S_1 \Delta \pi_1 = -(\mu e - S_1 \pi_1) \quad (5.8.5)$$

$$\Pi_2 \Delta s_2 + S_2 \Delta \pi_2 = -(\mu e + S_2 \pi_2) \quad (5.8.6)$$

Onde:

$$t = \nabla c(p) - \nabla(A.p - b)^T \lambda - \pi_1 - \pi_2 = 0$$

O lado direito das equações (5.8.3) e (5.8.4) valem zero para garantir que as equações (5.7.3) e (5.7.4) sejam satisfeitas:

$$\begin{aligned} \Delta p - \Delta s_1 &= 0 \\ \Delta s_1 &= \Delta p \end{aligned} \quad (5.9.1)$$

$$\begin{aligned} \Delta p + \Delta s_2 &= 0 \\ \Delta s_2 &= -\Delta p \end{aligned} \quad (5.9.2)$$

Substituindo as equações (5.9.1) e (5.9.2) em (5.8.5) e (5.8.6)

$$\Delta \pi_1 = S_1^{-1} (\mu e - S_1 \pi_1 - \Pi_1 \Delta p) \quad (5.10.1)$$

$$\Delta \pi_2 = -S_2^{-1} (\mu e + S_2 \pi_2 - \Pi_2 \Delta p) \quad (5.10.2)$$

Substituindo as equações (5.10.1) e (5.10.2) em (5.8.1):

$$W \Delta p - \nabla(A.p - b)^T \Delta \lambda = T$$

Onde:

$$W = \nabla^2 c(p) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla^2 (A.p - b) + S_2^{-1} \Pi_1 - S_2^{-1} \Pi_2$$

$$T = -(\nabla c(p) - \nabla(A.p - b)^T \lambda) + \mu(S_1^{-1} e - S_2^{-1} e)$$

Em W , os termos das derivadas segundas representam a Hessiana da função Lagrangeana e os dois últimos termos correspondem à função de barreira. Da mesma

forma em T , os termos das derivadas primeiras representam a Jacobiana da função Lagrangeana e os termos restantes correspondem à função barreira logarítmica.

O problema (5.8) anteriormente descrito é reduzido ao seguinte sistema na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} W & -J^T(p) \\ -J(p) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T \\ A.p - b \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Calculados $(\Delta p, \Delta \lambda)$, calculamos $(\Delta s_1, \Delta s_2)$ com as equações (5.9) e os vetores $(\Delta \pi_1, \Delta \pi_2)$ são obtidos de (5.10). O tamanho de passo das variáveis primais (p, s) e das variáveis duais (λ, π) são calculadas pelas seguintes expressões:

$$\alpha_p = \min \left\{ \min_{\Delta s_{1j} < 0} \frac{s_{1j}}{|\Delta s_{1j}|}, \min_{\Delta s_{2j} < 0} \frac{s_{2j}}{|\Delta s_{2j}|}, 1.0 \right\} \quad (5.12.1)$$

$$\alpha_D = \min \left\{ \min_{\Delta \pi_{1j} < 0} \frac{\pi_{1j}}{|\Delta \pi_{1j}|}, \min_{\Delta \pi_{2j} > 0} \frac{-\pi_{2j}}{|\Delta \pi_{2j}|}, 1.0 \right\} \quad (5.12.2)$$

Finalmente os novos valores para as variáveis $p, s_1, s_2, \lambda, \pi_1, \pi_2$ são calculados:

$$p = p + \sigma \alpha_p \Delta p \quad (5.13.1)$$

$$s_1 = s_1 + \sigma \alpha_p \Delta s_1 \quad (5.13.2)$$

$$s_2 = s_2 + \sigma \alpha_p \Delta s_2 \quad (5.13.3)$$

$$\lambda = \lambda + \sigma \alpha_D \Delta \lambda \quad (5.13.4)$$

$$\pi_1 = \pi_1 + \sigma \alpha_D \Delta \pi_1 \quad (5.13.5)$$

$$\pi_2 = \pi_2 + \sigma \alpha_D \Delta \pi_2 \quad (5.13.6)$$

Onde $\sigma = 0.9995$ é um valor empiricamente determinado. O fator de barreira (μ) é reduzido a cada iteração tendendo a zero. Sua atualização é dada pela equação (5.14). O fator $\beta > 1$ é especificado pelo usuário:

$$\mu^{(k+1)} = \frac{\mu^k}{\beta} \quad (5.14)$$

A convergência do modelo é obtida quando o fator de barreira (μ), a variável dual (λ) e as condições de KKT são menores que uma tolerância especificada.

5.4.1 Algoritmo geral.

As restrições de capacidade das linhas de transmissão são em grande número e aumenta significativamente a dimensão do problema a ser resolvido. Na prática, no entanto, só um pequeno subconjunto destas linhas são críticas. A estratégia adotada para a resolução foi relaxar as restrições de fluxo de transmissão e verificar se a solução ótima obtida atende as restrições de fluxo. Em caso de violações, estas são incluídas no problema relaxado como restrições de igualdade e resolve-se o novo problema. O processo se repete até o atendimento de todas as restrições. O conjunto de restrições de igualdade será incrementado de acordo com as violações de linha.

Procedimento Inicial.

1. A matriz A é inicializada só com a restrição de atendimento da demanda global.

Procedimento Iterativo.

2. Construir a função Lagrangeana Barreira Logarítmica (5.6.4), para a matriz A dada;
3. Iniciar o contador de iterações, ($k = 0$);
4. Escolher uma solução inicial para as variáveis do problema: $p^0, \lambda_i^0, s_i^0, \pi_i^0, \mu_i^0$;
5. Resolver o sistema linear (5.11);
6. Atualizar as variáveis $p^0, \lambda_i^0, s_i^0, \pi_i^0, \mu_i^0$ de acordo com (5.13);

7. Se o critério de parada escolhido e as condições de KKT são satisfeitas ir para o passo (8), se não voltar para (5);
8. Usando o modelo DC e com os valores ótimos de geração obtidos em (7), calcular os fluxos nas linhas de transmissão; se o sistema não apresentar violações seguir para (9). Em caso de violação, incorpora-se o fluxo de linha violada como uma restrição de igualdade no problema;
9. Se nenhuma violação for identificada no passo (8) e , então se encerra o processo. Caso contrario, atualizar a matriz A e voltar ao passo (2).

O critério de parada considera as características de convergência da metodologia. As tolerâncias usadas no teste de convergência para as condições de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker, para o multiplicador de Lagrange (λ) e para o parâmetro de barreira (μ) foram de 1.0×10^{-04} .

CAPÍTULO VI

Despacho Centralizado de Reservas Operativas.

O planejamento de sistemas de potência no curto prazo é muito importante para poder obter programações de geração robustas, de modo que a segurança do sistema em caso de mudanças nas condições de operação seja assegurada. As causas destas mudanças nas condições de operação podem ser ocasionadas por saídas de geradores, alterações nas cargas, e alterações no sistema de transmissão devido às contingências nas linhas de transmissão e transformadores.

A diferença entre a máxima capacidade de unidades hidroelétricas em operação e a sua geração atual é chamada de reserva girante operativa ou “spinning Reserve”. “Se todas as unidades do sistema se encontram em operação, a reserva operativa seria igual à diferença entre a capacidade total de todas as unidades geradoras e a geração atual total”. No entanto, na prática as reservas operativas são alocadas em um conjunto específico de unidades geradoras.

6.1. SOLUÇÃO PROPOSTA.

Para tratar os diferentes aspectos, se efetuará uma proposta em base ao esquema que se mostra na seguinte figura e que representa um resumo dos problemas a resolver, sempre na perspectiva da aplicação concreta ao Sistema Brasileiro.

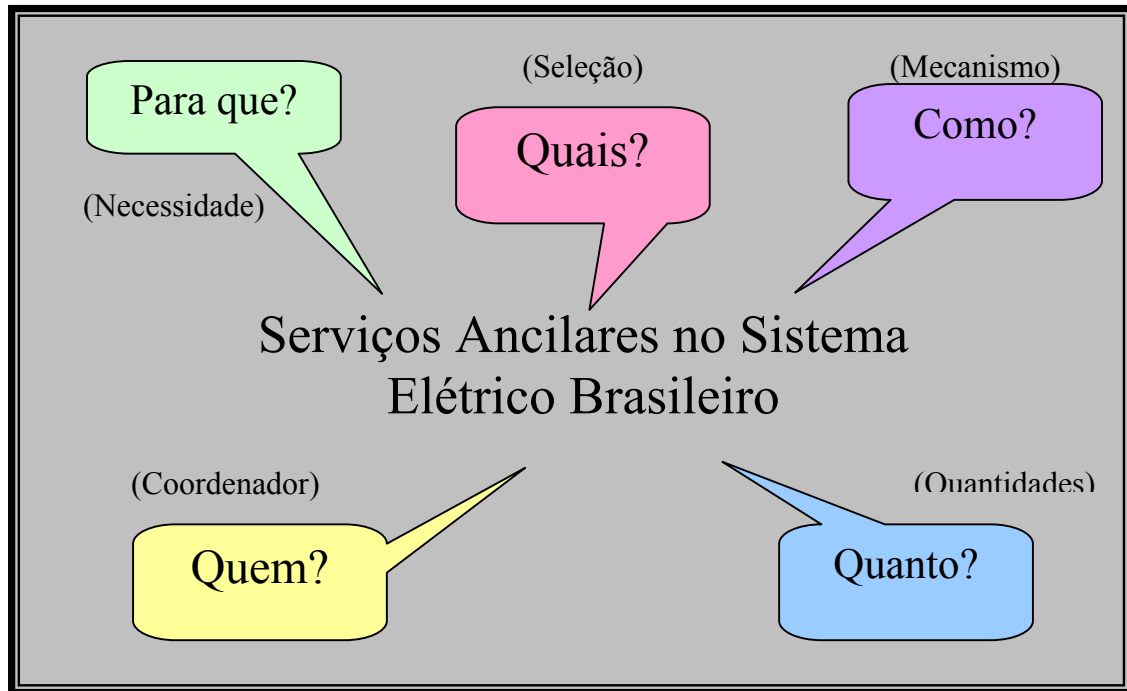


Figura 5. Aspectos da Análise dos Serviços Ancilares.

6.1.1 Coordenador da Provisão.

Em todos os sistemas estudados, observou-se a presença de uma entidade única, que tem a cargo a coordenação da provisão dos serviços ancilares, sendo responsável de determinar as quantidades requeridas de cada serviço, devendo organizar e escolher os provedores, e muitas vezes definindo inclusive a forma de pagamento ou o sistema de comercialização mais adequado, etc.

Esta entidade é conhecida como *Operador Independente do Sistema*, que, como já se viu, se encarrega além do despacho físico (às vezes também econômico) do fornecimento de energia no Mercado Spot. Sua principal característica deve ser a ausência

de interesse na geração, de modo a assegurar que suas decisões respondam sempre a critérios de conveniência técnicas e econômicas, objetivas e globais.

Em alguns sistemas existem um *Operador do Mercado*, como entidade separada do Operador do Sistema e que se encarrega das negociações econômicas no Mercado Básico. Há visto que é o Operador do Sistema quem tem a responsabilidade total de gerenciar e assegurar a provisão adequada dos serviços ancilares, sendo também ele quem opera o mercado destes serviços.

O fato de que em todas as partes este organismo coordenador seja único e possui em suas mãos o controle global da provisão dos serviços ancilares para todo o sistema, responde à necessidade clara de monopolizar esta ação coordenadora, condição indispensável para obter um funcionamento harmônico e uma gestão consistente com as necessidades reais do sistema em seu conjunto. Na maior parte dos países analisados é o Operador do Sistema quem se encarrega, ao mesmo tempo, do despacho físico do fornecimento elétrico básico e da provisão global dos serviços ancilares, já que a coordenação entre ambos é fundamental para a correta operação de todo o sistema.

Entre as razões pelas quais se estima apropriado que Operador de Sistema seja quem desempenhe o papel de organismo coordenador para a provisão dos Serviços Ancilares, podem destacar-se as seguintes:

- É atualmente o encarregado de realizar o despacho das unidades geradoras do sistema (o qual corresponde ao papel desempenhado pelo Operador Independente do Sistema, visto em outros lugares).
- Encarrega-se de determinar os custos marginais horários da energia, utilizados na tarifação do fornecimento.
- Coordena a provisão do serviço elétrico para todo o sistema.
- Poderia organizar a eventual provisão dos serviços ancilares em forma consistente e coordenada com o despacho do Mercado Básico.
- Realiza os programas anuais de manutenção.

- A tarifação de tais serviços poderia ser realizada pelo mesmo ente que determina a valorização do fornecimento básico, e assim ficaria mais fácil obter a consistência econômica no mercado global e planificar melhor a operação futura do sistema.
- Implica certa continuidade com a organização existente, minimizando as modificações necessárias para uma futura implementação da solução proposta.

6.1.2 Determinação das Quantidades.

Dentro as funções principais que deverá realizar o organismo encarregado da provisão dos serviços ancilares, destacam a de definir e calcular de alguma forma a quantidade de cada serviço requerida pelo sistema, para ter uma operação confiável, de acordo a critérios previamente definidos. Convém indicar alguns critérios gerais e antecipar características gerais e aplicáveis para todos eles.

6.1.3 Serviços Ancilares Propostos.

O modelo de mercado proposto considera a existência de quatro serviços ancilares, os quais se diferenciam por seu tempo de resposta, ou seja, pelo seu tempo máximo de estar disponíveis. Os serviços ancilares considerados encontram-se relacionados com a potência ativa do sistema a qual tem um forte impacto sobre a regulação da frequência e reservas de substituição.

a) Serviço Ancilar de Reserva Sincronizada Primária.

Este serviço refere-se à capacidade (folga) do sistema para um ajuste rápido de geração, aportado por geradores conectados à Rede, para manter instantaneamente o balanço entre geração e carga.

Corresponde à regulação provida por um gerador que se encontra em operação, e que possa responder rapidamente na presença de variações da demanda. Para efeitos práticos corresponde à Regulação Primária de Frequência. Como exemplo podemos mencionar que no sistema elétrico dos países Nórdicos este serviço deve ser provido num tempo não maior do que 30 segundos depois de ser requerido, devendo manter-se durante o período que seja necessário.

Este serviço se considera (como em muitos sistemas) fundamental e indispensável, porque influi diretamente na manutenção da frequência dentro dos limites apropriados, o qual é um requerimento básico da operação de um sistema elétrico.

b) Serviço Ancilar de Reserva Sincronizada Secundária.

Unidades geradoras conectadas à Rede com capacidades disponíveis, e grandes cargas desconectáveis que possam responder em poucos minutos aos requerimentos do Operador, com o objetivo principal de devolver a frequência do sistema e os níveis de intercâmbio na rede a níveis preestabelecidos. Geralmente se operam com AGC (Controle Automático da Geração).

Corresponde à Reserva Sincronizada, provida pelos geradores que se encontram em operação, podendo incrementar imediatamente sua geração como resposta a uma contingência maior, sendo um requerimento para a entrega deste serviço que possa ser provido dentro de um tempo de resposta especificado previamente. Para efeitos práticos corresponde à Regulação de Frequência Secundária. Como exemplo podemos mencionar que no sistema elétrico dos países Nórdicos se exige que este serviço esteja totalmente disponível num tempo não maior do que 15 minutos depois de ser requerido, devendo se manter durante pelo menos 4 horas.

Podem prover estes serviços tanto geradores, como também grandes consumidores, por meio de sua desconexão, caso seja necessário.

Como se mencionou anteriormente, uma das características principais que distinguem este serviço da Regulação Primária, é o maior tempo de resposta exigido aos provedores.

c) Serviço Ancilar de Reserva Sincronizada Terciária.

Sua definição é idêntica à dos Serviços Ancilares de Reserva Sincronizada Secundária, só que o tempo de resposta para sua entrega é maior. Para efeitos práticos poderia se entender como uma regulação de Frequência Secundária, onde o tempo para estar disponível é maior. Como exemplo podemos mencionar o sistema elétrico do Reino Unido onde exige-se um tempo de até 30 minutos para a entrega da Regulação Terciária da Frequência.

d) Serviço Ancilar de Reserva não Sincronizada.

Corresponde à reserva provida por unidades geradoras que não se encontram sincronizadas ao sistema, podendo encontrar-se ou não em operação. Seu aporte como resposta a uma contingência deve se produzir dentro de um período especificado previamente. Como exemplo podemos mencionar que no sistema elétrico da Califórnia, o tempo exigido para a entrega deste serviço é o mesmo que se exige para a provisão da Reserva Sincronizada, e neste caso corresponderá ao tempo exigido para a provisão do serviço ancilar de reserva sincronizada terciária, que é de 30 minutos.

6.2 RESULTADOS.

O modelo tem como função objetivo minimizar o custo total da operação para o despacho econômico de energia básica e reservas operativas atendendo as restrições de atendimento de demanda, limites operacionais dos geradores e limites nas linhas de transmissão.

A resolução do modelo é obtida ao aplicar as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker à função lagrangeana. Método aplicado para obter a solução do problema foi o método de Pontos Interiores

6.2.1 Modelo de Despacho Econômico de sem Reservas Operativas.

Neste teste considerou-se apenas o problema de Despacho Econômico a seguir formulado:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i * P_i + c_i * P_i^2 \\
 & \text{s.a} \\
 & \sum_{i=1}^{ng} P_i = \text{Demanda_energia_básica.} \\
 & P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}
 \end{aligned}$$

A Tabela 2 e o Gráfico 1 representam os valores obtidos para o caso de despacho de energia básica sem considerar reservas operativas e sem restrições nas linhas do sistema de transmissão. Analisando os resultados, nota-se que os geradores alocados nas barras 11 e 13

produzem até seu limite máximo devido a que os custos de operação são menores em relação a os outros geradores.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	Limite máximo (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	70.7004	0.0000	0.0000	0.0000	110.0000	70.7004
G (2)	69.6092	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000	69.6092
G (5)	104.8046	0.0000	0.0000	0.0000	110.0000	104.8046
G (8)	94.8858	0.0000	0.0000	0.0000	100.0000	94.8858
G (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000	120.0000
G (13)	125.0000	0.0000	0.0000	0.0000	125.0000	125.0000
Total	585.0000	0.0000	0.0000	0.0000		585.0000

Tabela 2.Caso Básico: Geração energia básica.

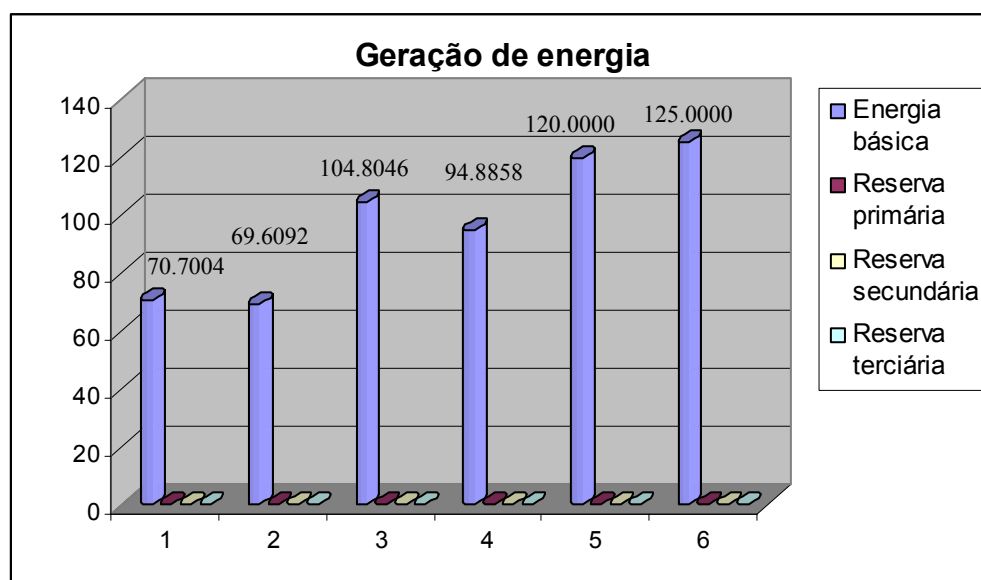


Gráfico 1. Geração energia básica.

Na Tabela 3 são mostrados o custo total de geração e o multiplicador de lagrange encontrado para um despacho ótimo, o qual representa o custo marginal para a energia básica, este λ coincide com os custos marginais dos geradores que ainda não atingiram o limite máximo ou mínimo de geração, também pode-se apreciar na Tabela 4 que este multiplicador de lagrange tem o mesmo valor que a derivada das função de custo para cada gerador.

	Custo Marginal (R\$)	Custo total (R\$)
Energia Básica	4.2845	1776.0360

Tabela 3. Custo marginal de energia básica e custo total de geração.

Gerador	dFi/dpi
1	4.2845
2	4.2845
5	4.2845
8	4.2845
11	3.4360
13	3.9500

Tabela 4. Derivadas das funções de custo dos geradores

Os fluxos nas linhas de transmissão são mostrados na Tabela 4 e no Gráfico 2. Os maiores fluxos estão alocados nas linhas que interconectam os geradores que têm a máxima geração, isto é nos geradores mais baratos.

Linha	1-2	1-3	2-4	3-4	2-5	2-6	4-6	5-7	6-7	6-8
Fluxo	35.9173	34.7831	27.9418	12.5831	22.8197	24.3650	-13.4768	12.4243	20.3757	-42.6555

Linha	6-9	6-10	9-11	9-10	4-12	12-13	12-14	12-15	12-16	14-15
Fluxo	-5.2023	20.7656	-120.0000	114.7977	26.6018	-125.0000	27.0339	61.9863	28.8815	5.8339

Linha	16-17	15-18	18-19	19-20	10-20	10-17	10-21	10-22	21-22	15-23
Fluxo	1.3815	27.2806	5.0806	-18.2194	44.4194	21.6185	26.7966	14.1288	4.6966	18.3396

Linha	22-24	23-24	24-25	25-26	25-27	28-27	27-29	27-30	29-30	8-28	6-28
Fluxo	18.8254	-7.8604	2.9651	23.8000	-20.8350	31.8350	5.2454	5.7546	2.8454	14.2303	17.6047

Tabela 5. Fluxo nas linhas de transmissão.

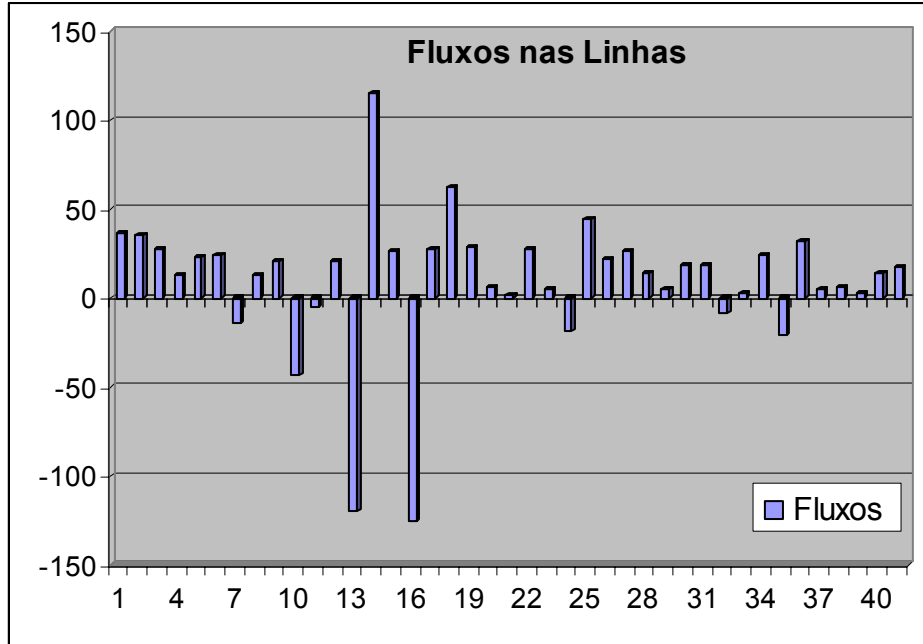


Gráfico 2. Fluxo nas linhas de energia básica.

6.2.2 Despacho econômico de energia básica e reservas operativas e sem considerar a rede elétrica.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i * (P_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i) + c_i * (P_i^2 + PR1_i^2 + PR2_i^2 + PR3_i^2)) \quad (6.1)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} Pb_i = d_b \quad (6.2)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR1_i = d_{r1} \quad (6.3)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR2_i = d_{r2} \quad (6.4)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR3_i = d_{r3} \quad (6.5)$$

$$Pb_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq P_i^{\max} \quad (6.6)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \quad (6.7)$$

$$PR1_i \leq PR1_i^{\max} \quad (6.8)$$

$$PR1_i + PR2_i \leq PR2_i^{\max} \quad (6.9)$$

$$PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq PR3_i^{\max} \quad (6.10)$$

$$P_i, PR1_i, PR2_i, PR3_i \geq 0 \quad (6.11)$$

Os testes com reservas operativas foram divididos para três casos: energia básica com reserva primária, energia básica com reserva primária e secundária e por último, energia básica com reserva primária, secundária e terciária.

As Tabelas (5 -7) e os Gráficos (3 - 5) mostram os valores obtidos para cada caso respectivamente, sem considerar as restrições nas linhas do sistema de transmissão. Neste caso a geração total em cada barra geradora é dividida entre a geração da energia básica e a oferta da reserva primária. Notamos que da mesma forma que no caso anterior, a geração de potência maior se encontra nos geradores das barras 11 e 13. Observa-se que parte da geração da barra 13 foi destinada para atender a demanda de reserva primária, o resto da reserva primária demanda foi completada com os outros geradores.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	Limite máximo (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	71.1836	3.0000	0.0000	0.0000	110.0000	74.1836
G (2)	70.1017	2.7000	0.0000	0.0000	120.0000	72.8017
G (5)	105.5056	3.0000	0.0000	0.0000	110.0000	108.5056
G (8)	95.5341	3.6000	0.0000	0.0000	100.0000	99.1341
G (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000	120.0000
G (13)	122.6750	2.3250	0.0000	0.0000	125.0000	125.0000
Total	585.0000	14.6250	0.0000	0.0000		599.625

Tabela 6.CASO 1: Geração energia básica e reserva primária

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	Limite máximo (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	72.2885	3.0000	10.5580	0.0000	110.0000	85.8465
G (2)	71.2349	2.7000	8.2437	0.0000	120.0000	82.1786
G (5)	104.2456	3.0000	2.7544	0.0000	110.0000	110.0000
G (8)	94.5561	3.6000	1.8439	0.0000	100.0000	100.0000
G (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000	120.0000
G (13)	122.6750	2.3250	0.0000	0.0000	125.0000	125.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	0.0000		623.0250

Tabela 7. CASO 2: Geração energia básica, reservas primária e secundária.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	Limite máximo (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	72.2999	3.0000	10.5508	15.7342	110.0000	101.5849
G (2)	71.2248	2.7000	8.2495	13.5158	120.0000	95.6901
G (5)	104.2352	3.0000	2.7648	0.0000	110.0000	110.0000
G (8)	94.5651	3.6000	1.8350	0.0000	100.0000	100.0000
G (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000	120.0000
G (13)	122.6750	2.3250	0.0000	0.0000	125.0000	125.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	29.2500		652.275

Tabela 8. CASO 3: Geração energia básica, reservas primária, secundária e terciária.

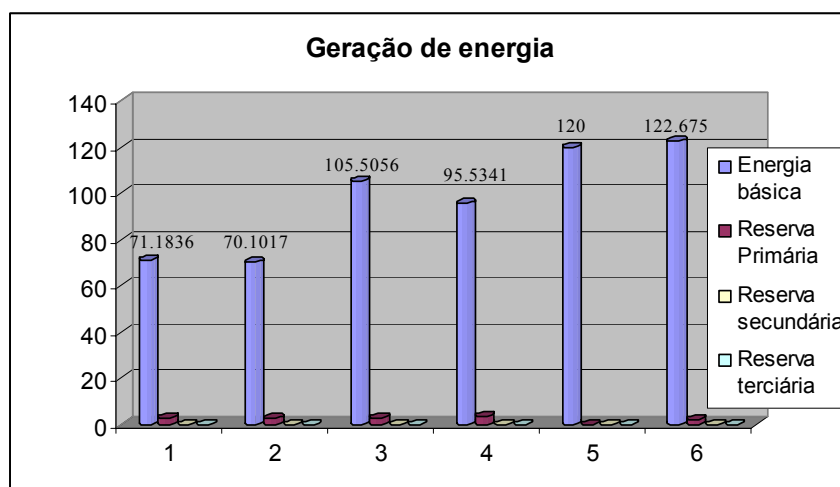


Gráfico 3. Geração energia básica e reserva primária.

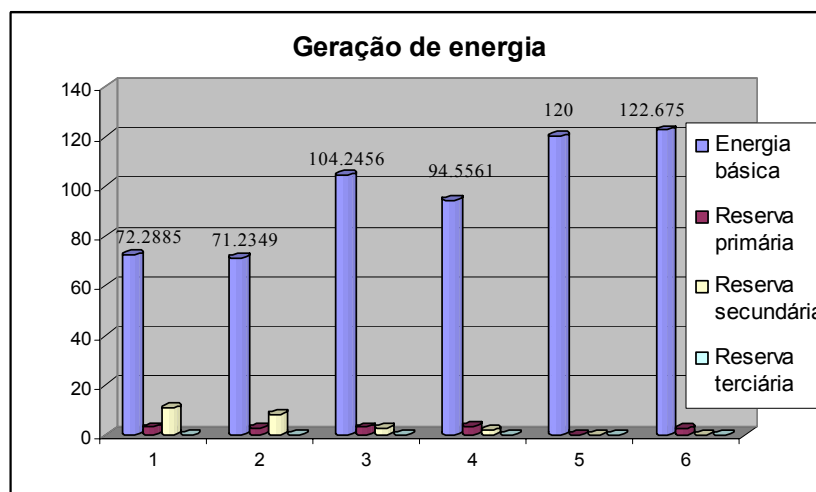


Gráfico 4. Geração energia básica, reservas primária e secundária.

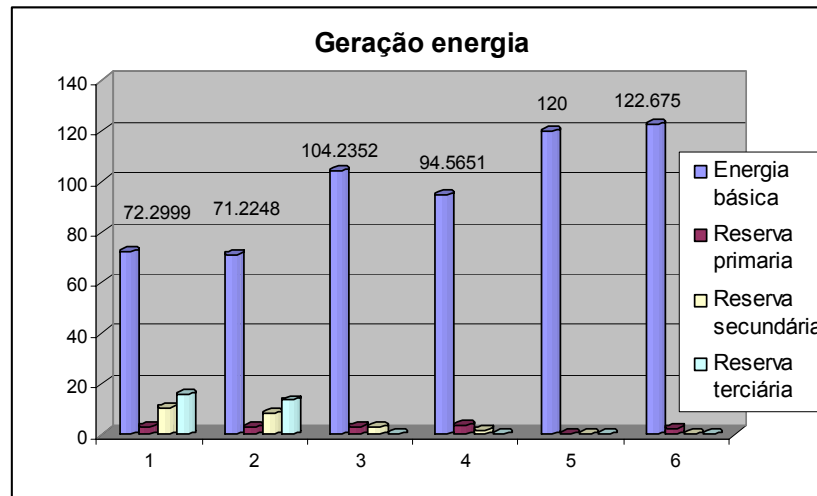


Gráfico 5. Geração energia básica, reservas primária, secundária e terciária.

Os custos marginais para cada caso de operação representados pelos multiplicadores de lagrange estão mostrados na Tabela 8 e no Gráfico 6. No caso em que algum gerador forneça energia básica e reservas operativas atingindo o limite máximo de geração, o multiplicador de lagrange será a soma do λ da restrição do balanço de potência das reservas operativas (6.3-6.5) com o λ da restrição de desigualdade do limite máximo de geração (6.6). Os custos totais de energia básica e das reservas operativas do sistema são apresentados na Tabela 9 e no Gráfico 7.

CASO	Custo marginal			
	Energia básica (R\$)	Reserva primária (R\$)	Reserva secundária (R\$)	Reserva terciária (R\$)
Base	4.2845	0	0	0
1	4.3042	1,5212	0	0
2	4.3494	1.5665	0,3661	0
3	4.3494	1.5665	0.3661	0.2041

Tabela 9. Custos marginais.

caso	Energia básica (R\$)	Reserva primária (R\$)	Reserva secundária (R\$)	Reserva terciária (R\$)	Custos reservas (R\$)	Custo total (R\$)
1	1776.0360	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1776.0360
2	1776.8931	16.9499	0.0000	0.0000	16.9499	1793.8430
3	1776.9806	16.9499	7.4474	0.0000	24.3973	1801.3780
4	1776.9806	16.9498	7.4474	5.1005	29.4978	1806.4784

Tabela 10.Custos de energia básica e reservas operativas.

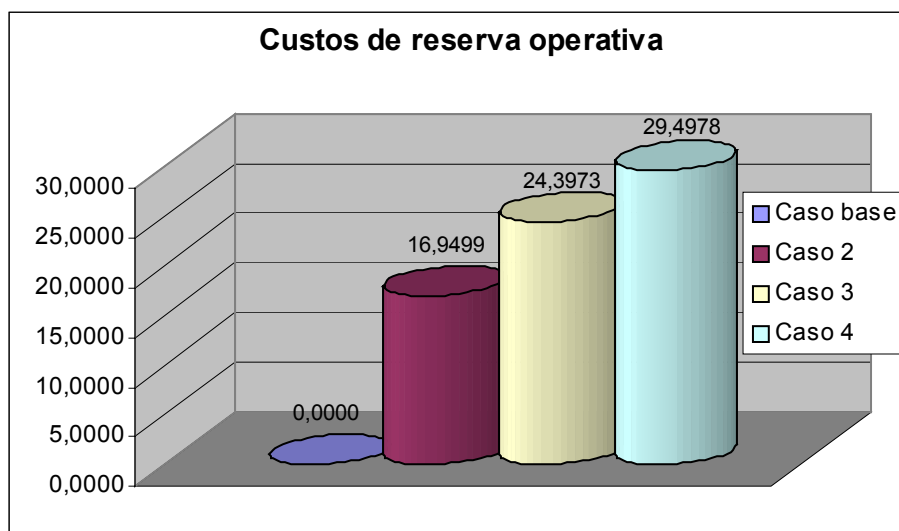


Gráfico 6. Custos totais de reservas operativas.

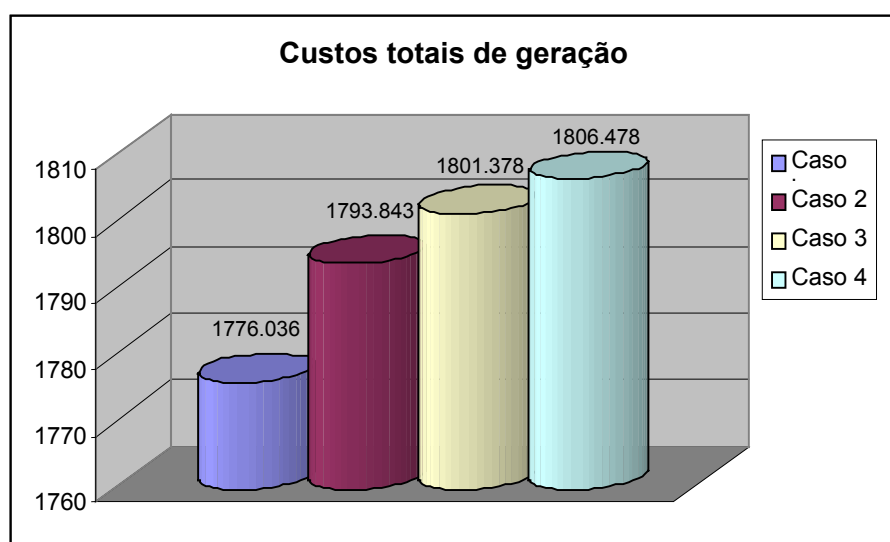


Gráfico 7. Custos totais de geração.

Na Tabela 10 e no Gráfico 8 são mostrados os fluxos das linhas nos casos de geração de reservas operativas, note-se que nos três casos as linhas 9-11 e 12-13 coincidem com o limite máximo de geração dos geradores que estão interconectados a elas (barras 11 e 13).

Linha	1-2	1-3	2-4	3-4	2-5	2-6	4-6	5-7	6-7	6-8
Caso2	37.4838	36.6999	29.7640	13.9449	23.3234	26.0380	-13.9978	13.7490	19.8710	-45.2480
Caso 3	43.7001	42.1464	34.5080	18.5034	27.5540	31.4407	-10.8946	14.8660	20.0660	-44.3072
Caso 4	52.0962	49.4887	40.9169	24.7357	34.0846	38.8888	-6.0668	15.6366	20.9355	-42.2032

Linha	6-9	6-10	9-11	9-10	4-12	12-13	12-14	12-15	12-16	14-15
Caso2	-2.8420	22.1156	-120.0000	117.1580	29.6217	-125.0000	27.6079	63.1801	29.2912	5.8779
Caso 3	0.8180	24.2088	-120.0000	120.8180	34.7249	-125.0000	28.5602	65.2087	30.0654	5.9822
Caso 4	5.3638	26.8088	-120.0000	125.3638	41.1684	-125.0000	29.7587	67.7726	31.0616	6.1207

Linha	16-17	15-18	18-19	19-20	10-20	10-17	10-21	10-22	21-22	15-23
Caso2	1.1037	27.7992	5.0442	-18.8383	45.6933	22.4713	27.3733	14.4208	4.7208	18.5038
Caso 3	0.7779	28.6944	5.0514	-19.7631	47.6661	23.7171	28.2965	14.8882	4.7600	18.8535
Caso 4	0.3991	29.8293	5.0763	-20.9032	50.1162	25.2459	29.4496	15.4720	4.8081	19.3109

Linha	22-24	23-24	24-25	25-26	25-27	28-27	27-29	27-30	29-30	8-28	6-28
Caso2	19.1416	-8.3512	2.5903	24.3950	-21.8047	33.0797	5.3766	5.8984	2.9166	14.9361	18.1436
Caso 3	19.6482	-9.0495	2.0787	25.3470	-23.2683	34.9833	5.5864	6.1286	3.0304	15.2228	19.7605
Caso 4	20.2801	-9.9021	1.4580	26.5370	-25.0790	37.3440	5.8487	6.4163	3.1727	15.4269	21.9172

Tabela 11. Fluxos nas linhas de transmissão para energia básica e reservas operativas.

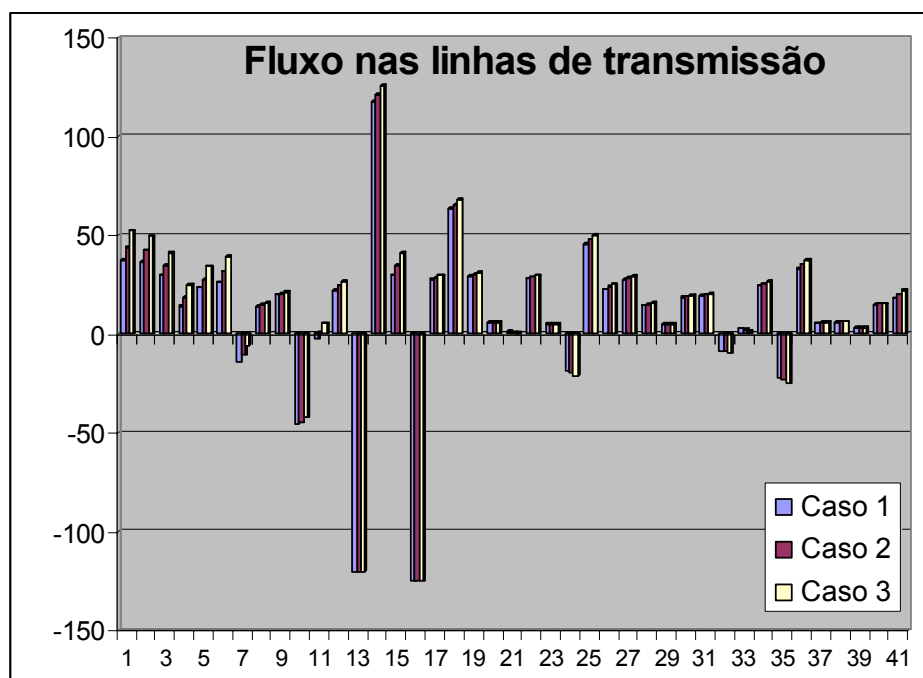


Gráfico 8. Fluxo nas linhas de energia básica e reserva primária.

6.2.3 Despacho de energia básica e reservas operativas alocadas em barras diferentes sem considerar a rede elétrica.

No presente item, foram feitos três testes considerando a alocação de reservas operativas em diferentes unidades operativas. Para o primeiro caso aloca-se reservas em todas as barras geradoras, no segundo caso aloca-se reservas operativas nas barras geradoras 5, 8, 11 e 13, e no terceiro caso aloca-se reservas nas barras geradoras 1, 8, 11 e 13 obtendo-se os resultados mostrados nas Tabelas (11 – 13) e as diferentes gerações para cada caso nos Gráficos 9 – 12.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	72,2999	3,0000	10,5508	15,7342	101,5849
G (2)	71,2248	2,7000	8,2495	13,5158	95,6901
G (5)	104,2352	3,0000	2,7648	0,0000	110,0000
G (8)	94,5651	3,6000	1,8350	0,0000	100,0000
G (11)	120,0000	0,0000	0,0000	0,0000	120,0000
G (13)	122,6750	2,3250	0,0000	0,0000	125,0000
Total	585,0000	14,6250	23,4000	29,2500	652,2750

Tabela 12.Caso 1: Reservas em todas as barras.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	98,8986	0,0000	0,0000	0,0000	98,8986
G (2)	98,3764	0,0000	0,0000	0,0000	98,3764
G (5)	84,0069	3,0000	9,6265	13,3667	110,0000
G (8)	75,9069	3,6000	8,0741	12,4191	100,0000
G (11)	116,1750	3,8250	0,0000	0,0000	120,0000
G (13)	111,6363	4,2000	5,6995	3,4643	125,0000
Total	585,0000	14,6250	23,4000	29,2500	652,2750

Tabela 13.Caso 2: G1 e G2 sem Reservas.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	65,6244	3,0000	16,2792	25,0965	110,0000
G (2)	87,2750	0,0000	0,0000	0,0000	87,2750
G (5)	110,0000	0,0000	0,0000	0,0000	110,0000
G (8)	85,1256	3,6000	7,1208	4,1535	100,0000
G (11)	116,1750	3,8250	0,0000	0,0000	120,0000
G (13)	120,8000	4,2000	0,0000	0,0000	125,0000
Total	585,0000	14,6250	23,4000	29,2500	652,2750

Tabela 14.Caso 3: G2 e G5 sem Reservas.

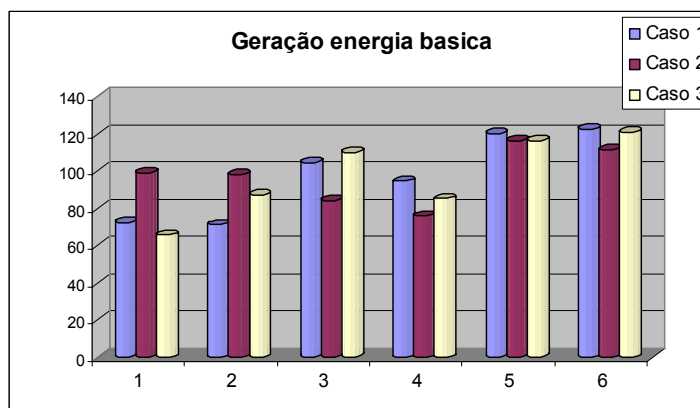


Gráfico 9. Geração de energia básica.

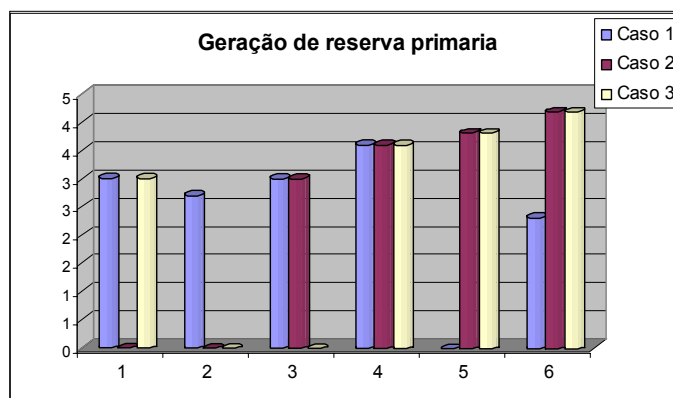


Gráfico 10. Geração de reserva primária.

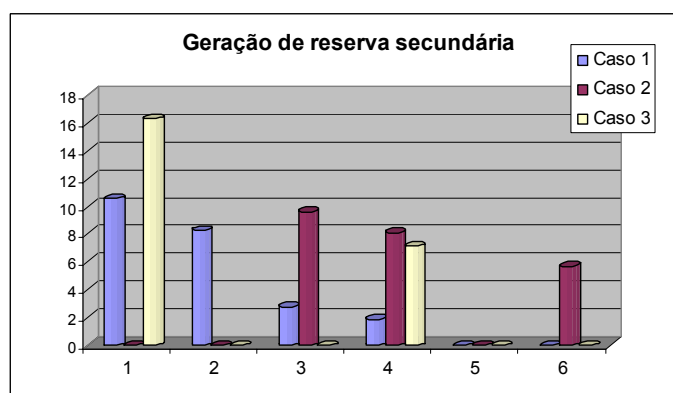


Gráfico 11. Geração de reserva secundária.

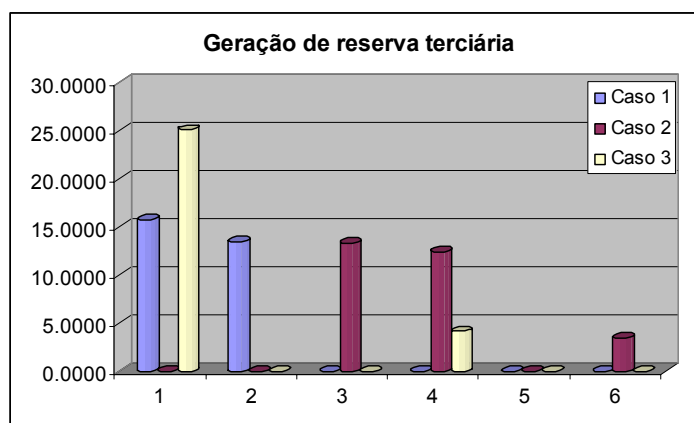


Gráfico 12. Geração de reserva terciária.

Os custos marginais para energia básica e reservas mudam dependendo onde estão alocadas as reservas operativas como mostra a Tabela 14. Pode-se concluir também que os custos totais de geração que variam de acordo com os custos marginais para os três casos em estudo mostrados na Tabela 15 e no Gráfico 13.

Custos marginais (R\$)			
	Caso1	Caso 2	Caso 3
Energia básica	4,3494	4,9910	5,4351
Reserva primária	1,5665	2,8958	3,3398
Reserva Secundária	0,3661	1,3264	2,0567
Reserva terciária	0,2041	1,1558	1,9053

Tabela 15.Custos marginais dos três casos.

Caso	Custo total (R\$)
1	1806.4784
2	1858.4750
3	1819.9540

Tabela 16.Custos totais de geração.

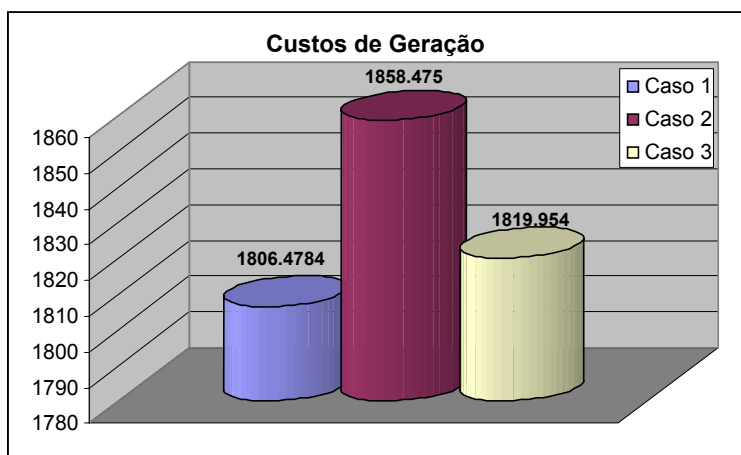


Gráfico 13. Custos totais de geração.

6.2.4 Despacho de energia básica, reservas operativas com restrições nas linhas de transmissão (linha 12-13).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N (a_i + b_i * (Pb_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i) + c_i * (Pb_i^2 + PR1_i^2 + PR2_i^2 + PR3_i^2))$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{ng} Pb_i = d_b$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR1_i = d_{r1}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR2_i = d_{r2}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} PR3_i = d_{r3}$$

$$Pb_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq P_i^{\max}$$

$$P_i^{\min} \leq P_i$$

$$PR1_i \leq PR1_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i \leq PR2_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq PR3_i^{\max}$$

$$fluxo_{km} = D * P^{liq.}$$

$$fluxo_{km}^{\min} \leq fluxo_{km} \leq fluxo_{km}^{\max}$$

$$P_i, PR1_i, PR2_i, PR3_i \geq 0$$

Onde:

- P_i : Potência gerada na unidade geradora i ;
- $PR1_i, PR2_i, PR3_i$: Reserva primária, secundária e terciária;
- $P_i^{\min}, P_i^{\max}$: Limite mínimo e máximo de potência gerada.
- $PR1_i^{\max}, PR2_i^{\max}, PR3_i^{\max}$: Limites máximos de reservas operativas;
- $D = X^{-1} A^T B^{-1}$
- X : Matriz diagonal das reatâncias;
- A : Matriz incidência da rede,
- B : Matriz susceptância nodal,
- P^{liq} : Vetor das injeções líquidas de potência ativa,
- $P^{liq} = p - d$

O modelo anteriormente descrito tem como função objetivo minimizar o custo total da operação para o despacho de energia básica e reservas operativas atendendo as restrições

de atendimento de demanda, limites operacionais dos geradores e limites nas linhas de transmissão.

Foram feitos três testes de alocação de reservas operativas, alocando reservas nas mesmas barras que no item anterior, mas incluindo restrições de transmissão, que neste caso foi limitada pela capacidade da linha 12-13 obtendo-se os resultados mostrados nas Tabelas (16 – 18) e as diferentes gerações para cada caso nos Gráficos 14 - 17.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G1 (1)	82.1431	3.0000	11.5942	13.2627	110.0000
G2 (2)	81.7819	2.7000	11.8058	15.9874	112.2750
G3 (5)	107.0000	3.0000	0.0000	0.0000	110.0000
G4 (8)	96.4000	3.6000	0.0000	0.0000	100.0000
G5 (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000
G6 (13)	97.6750	2.3250	0.0000	0.0000	100.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	29.2500	652.2750

Tabela 17.Caso 1: Reservas em todas as barras.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G1 (1)	108.8003	0.0000	0.0000	0.0000	108.8003
G2 (2)	108.4747	0.0000	0.0000	0.0000	108.4747
G3 (5)	84.0062	3.0000	9.6258	13.3680	110.0000
G4 (8)	75.9072	3.6000	8.0632	12.4296	100.0000
G5 (11)	96.1750	3.8250	0.0000	0.0000	100.0000
G6 (13)	111.6367	4.2000	5.7109	3.4524	125.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	29.2500	652.2750

Tabela 18.Caso 2: G1 e G2 sem Reservas.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G1 (1)	65.6243	3.0000	16.2762	25.0995	110.0000
G2 (2)	107.2750	0.0000	0.0000	0.0000	107.2750
G3 (5)	110.0000	0.0000	0.0000	0.0000	110.0000
G4 (8)	85.1257	3.6000	7.1238	4.1505	100.0000
G5 (11)	96.1750	3.8250	0.0000	0.0000	100.0000
G6 (13)	120.8000	4.2000	0.0000	0.0000	125.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	29.2500	652.2750

Tabela 19.Caso 3: G2 e G5 sem Reservas.

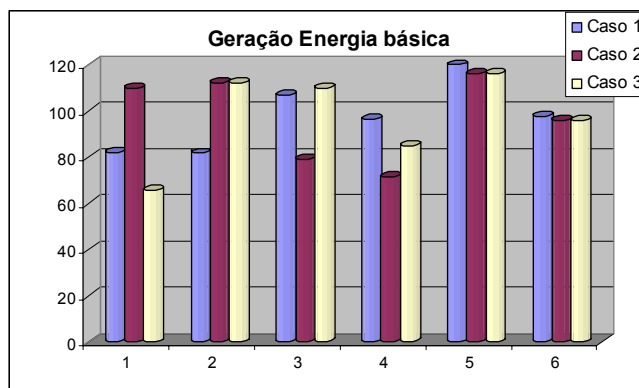


Gráfico 14. Geração de energia básica.

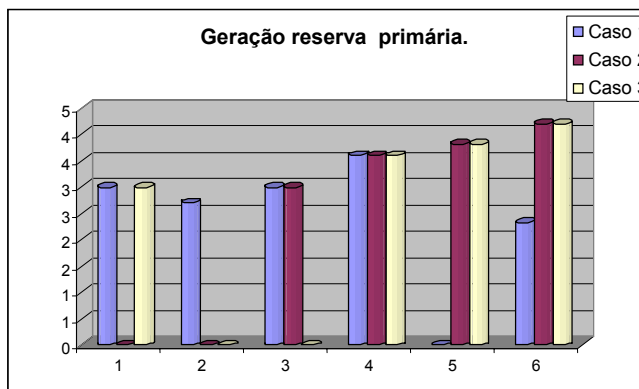


Gráfico 15. Geração de reserva primária.

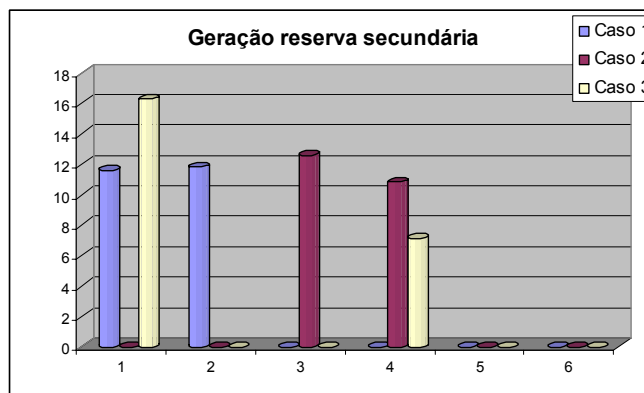


Gráfico 16. Geração de reserva secundária.

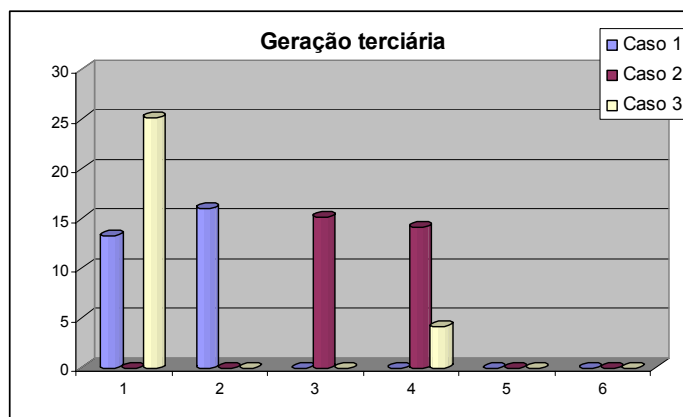


Gráfico 17. Geração de reserva terciária.

Na Tabela 19 e no Gráfico 18 pode-se notar que os custos totais de geração foram maiores devido à restrição na linha, a energia básica e energia de reserva tiveram que ser alocada em outras unidades geradoras de forma a violarem a restrições de fluxo nas linhas.

Caso	Custo total (R\$)
1	1828.6470
2	1906.8640
3	1863.4220

Tabela 20. Custos totais de geração.

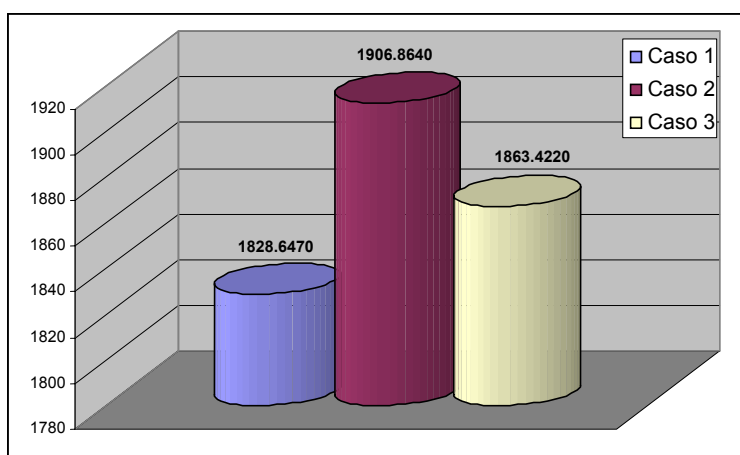


Gráfico 18. Custos totais de geração.

6.2.5 Comparação de geração de energia básica e reservas operativas com e sem restrições nas linhas de transmissão.

Devido à restrição na linha 12-13, que se encontra associada à barra 13, a geração neste gerador foi afeitada, pois a restrição na linha obrigou a que parte dessa geração seja alocada em outras unidades geradores como mostra as Tabelas 20 e 21.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G (1)	72,2999	3,0000	10,5508	15,7342	101,5849
G (2)	71,2248	2,7000	8,2495	13,5158	95,6901
G (5)	104,2352	3,0000	2,7648	0,0000	110,0000
G (8)	94,5651	3,6000	1,8350	0,0000	100,0000
G (11)	120,0000	0,0000	0,0000	0,0000	120,0000
G (13)	122,6750	2,3250	0,0000	0,0000	125,0000
Total	585,0000	14,6250	23,4000	29,2500	652,2750

Tabela 21.Caso 2: Energia básica e Reservas operativas sem limites de transmissão.

Geradores	Energia básica (MW)	Reserva primária (MW)	Reserva secundária (MW)	Reserva terciária (MW)	TOTAL (MW)
G1 (1)	82.1431	3.0000	11.5942	13.2627	110.0000
G2 (2)	81.7819	2.7000	11.8058	15.9874	112.2750
G3 (5)	107.0000	3.0000	0.0000	0.0000	110.0000
G4 (8)	96.4000	3.6000	0.0000	0.0000	100.0000
G5 (11)	120.0000	0.0000	0.0000	0.0000	120.0000
G6 (13)	97.6750	2.3250	0.0000	0.0000	100.0000
Total	585.0000	14.6250	23.4000	29.2500	652.2750

Tabela 22.Caso 1: Energia básica e Reservas operativas com limites de transmissão.

6.3 SISTEMA ELÉTRICO IEEE30.

Analisa-se o sistema elétrico IEEE 30 para um despacho de energia básica e reservas operativas, a implementação computacional do programa de FPO foi realizada em MATLAB. O programa foi desenvolvido em um micro-computador Pentium IV – 1.7GHz, Sistema operacional Windows 2000, com 256 Mbytes de memória RAM.

Os resultados computacionais foram encontrados levando em conta que funções de custos para os respectivos geradores obtidos de [53]:

Geradores	a	b	c	P^{min} (MW)	P^{max} (MW)
1	18	1.4	0.0204	30	110
2	43	1.5	0.02	20	120
3	35	1.35	0.014	30	110
4	32	1.4	0.0152	25	100
5	9	1.54	0.0079	50	120
6	42		0.0104	75	125

$$G : a + b * P_i + c * P_i^2$$

$$R : b * R_i + c * R_i^2$$

Onde:

P_i : Geração básica.

R_i : Reservas operativas.

O nível de demanda requerido tanto para o mercado básico como para as reservas operativas, estão na Tabela 22, sendo o Operador do Sistema o encarregado de determinar os requerimentos de Reservas para cada uma das horas de operação. Decidiu-se para nosso exemplo, representar os níveis de demanda para cada uma das reservas mediante porcentagens da demanda de energia do mercado básico.

Hora	Energia básica MW	Reserva Primária 2.5% MW	Reserva Secundária 4% MW	Reserva Terciária 5% MW
i	585	14.625	23.40	29.25

Tabela 23.Demanda requerida de energia básica e reservas para determinada hora “i”.

A Tabela 23 mostra as características técnicas nas linhas de transmissão, a interligação é feita por meio de 41 linhas, e a Tabela 24 mostra os limites máximos de geração nas barras para a energia básica e as reservas operativas.

De	Para	x	L. mínimo. (MW)	L. máximo. (MW)
1	2	0.0575	-360	360
1	3	0.1652	-360	360
2	4	0.1737	-360	360
3	4	0.0379	-360	360
2	5	0.1983	-360	360
2	6	0.1763	-360	360
4	6	0.0414	-360	360
5	7	0.1160	-360	360
6	7	0.0820	-360	360
6	8	0.0420	-360	360
6	9	0.2080	-360	360
6	10	0.5560	-360	360
9	11	0.2080	-360	360
9	10	0.1100	-360	360
4	12	0.2560	-360	360
12	13	0.1400	-360	360
12	14	0.2559	-360	360
12	15	0.1304	-360	360
12	16	0.1987	-360	360
14	15	0.1997	-360	360
16	17	0.1923	-360	360
15	18	0.2185	-360	360
18	19	0.1292	-360	360
19	20	0.0680	-360	360
10	20	0.2090	-360	360
10	17	0.0845	-360	360
10	21	0.0749	-360	360
10	22	0.1499	-360	360
21	22	0.0236	-360	360
15	23	0.2020	-360	360
22	24	0.1790	-360	360
23	24	0.2700	-360	360
24	25	0.3292	-360	360
25	26	0.3800	-360	360
25	27	0.2087	-360	360
28	27	0.3960	-360	360
27	29	0.4153	-360	360
27	30	0.6027	-360	360
29	30	0.4533	-360	360
8	28	0.2000	-360	360
6	28	0.0599	-360	360

Tabela 24.Características técnicas nas linhas de transmissão.

A Tabela 25 mostra os limites máximos de geração para as reservas operativas, cujos valores são calculados a partir da rampa incremental de cada gerador, multiplicado por o tempo de resposta de cada reserva operativa. O tempo de resposta exigido para a

reserva primaria é de 30 segundos, 900 segundos para a reserva secundária e 1800 segundos para a reserva terciária.

Barra	Limite Maximo R1 (Mw)	Limite Maximo R1 (Mw)	Limite Maximo R1 (Mw)	Rampa incremental MW/seg.
1	3.0	90	180	0.1
2	2.7	81	182	0.09
5	3.0	90	180	0.1
8	3.6	108	216	0.12
11	4.5	135	270	0.15
13	4.2	126	252	0.14

Tabela 25. Características técnicas dos geradores considerados.

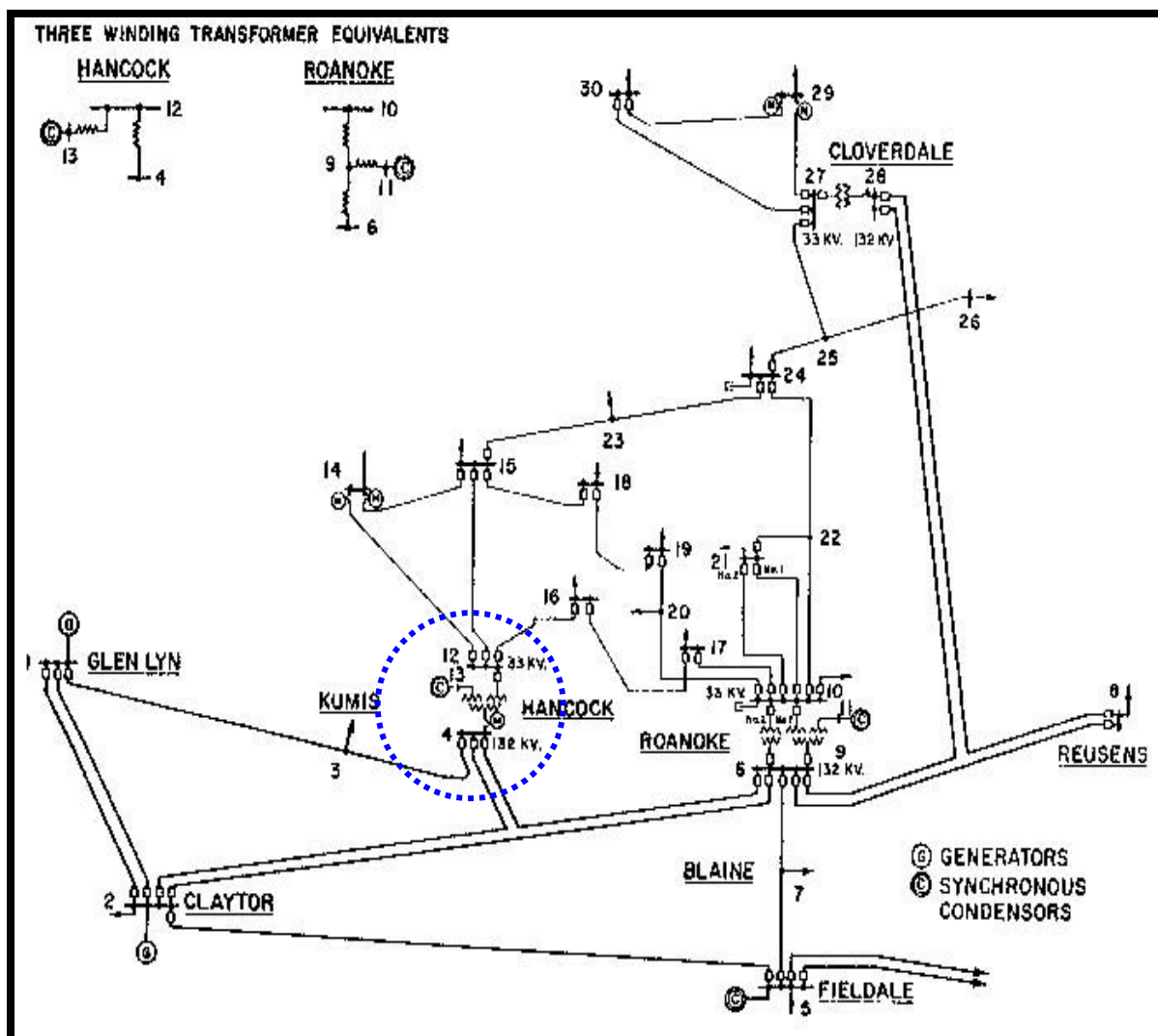


Figura 6. Sistema IEEE30.

CAPÍTULO VII

Modelo de Leilões de Energia e de Reservas Operativas.

Com o propósito de aumentar a eficiência técnica e econômica do setor se propõe um modelo de mercado competitivo, baseado em leilões para atender as demandas tanto para o mercado básico de energia, como também, para o mercado de reservas operativas; este último destinado a garantir a segurança do sistema.

Basicamente, aqui também é tratado o mesmo problema do capítulo anterior, que é problema de despacho. O modelo apresentado no Capítulo VI supõe que o despacho é centralizado, no qual as decisões sobre a alocação de geração e das reservas também estão centralizadas.

O modelo a ser apresentado neste capítulo supõe que existem vários agentes geradores e que as decisões sobre a oferta de geração e de reservas são tomadas pelos Agentes em função dos preços fixados pelo Operador de Mercado.

O modelo proposto neste trabalho enfrenta a problemática tanto dos ofertantes (geradores), como também do Operador de Mercado encarregado de levar a cabo o processo de leilões. Uma das principais vantagens do modelo proposto é que permite despachar simultaneamente o Mercado Básico de Energia e o Mercado de Reservas Operativas.

No modelo de leilões proposto, os preços da energia tanto no Mercado Básico como no Mercado de Reservas operativas são calculados pelo Operador de Mercado, onde as unidades geradoras podem apresentar suas ofertas como blocos de energia destinados a abastecer cada uma das demandas.

7.1. DESCRIÇÃO DO MODELO DESENVOLVIDO.

O algoritmo utilizado nesta modelagem permite obter simultaneamente preços de mercado para a Energia Básica e preços dos Serviços Ancilares. A estrutura de ofertas proposta reconhece a forte dependência existente entre ambos os mercados por negociar com produtos cujas ofertas são interdependentes, pois uma maior oferta em reserva girante em uma dada usina reduz a sua capacidade de geração para atender o mercado básico de energia.

O processo começa com o Operador do Mercado realizando uma estimativa inicial dos preços de cada um dos produtos. Baseado nestes preços, os geradores preparam suas ofertas para cada hora, com o objetivo de maximizar seus lucros. As ofertas são entregues ao Operador do Mercado e correspondem à quantidade de energia (MWh) que as unidades estão dispostas a gerar tanto no Mercado Básico como para os Serviços Ancilares.

O Operador de Mercado recebe todas as ofertas dos geradores, e procede a recalcular os preços do mercado de cada produto até obter, mediante um processo iterativo, o equilíbrio entre oferta e demanda para todos os mercados para cada hora.

7.1.1. Esquema de Operação do Modelo.

O modelo se baseia na seguinte série de passos para resolver o problema de despacho através de leilão:

- O Operador do Mercado apresenta preços para a Energia Básica e cada um dos Serviços Ancilares considerados.
- Com os preços apresentados pelo Operador do Mercado, cada gerador pode determinar de forma independente o montante de suas ofertas para o Mercado Básico e para os Serviços Ancilares que lhe reportará um maior benefício.
- O Operador do Mercado analisa o resultado das ofertas realizadas pelo conjunto de geradores para cada um dos mercados. Se as ofertas realizadas não coincidem com

as demandas para o Mercado Básico ou de algum Serviço Ancilar, então será necessário realizar um ajuste nos preços para essa hora, preços que serão apresentados aos geradores na próxima iteração, conforme esquematizado na Figura 7.

- Se as ofertas realizadas atendem a demanda do Mercado Básico e as demandas dos Serviços Ancilares, então encerra-se o processo.

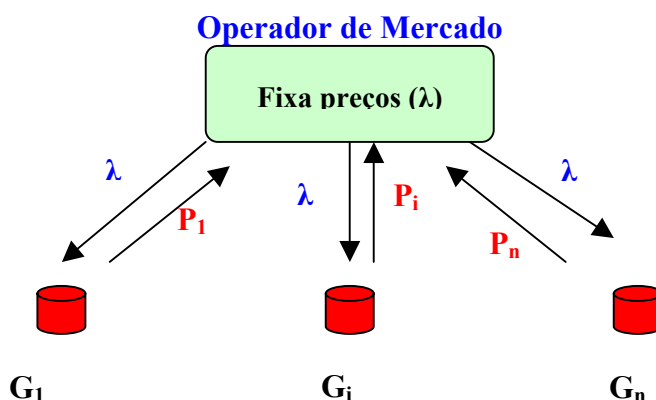


Figura 7. Processo de Leilão.

7.1.2. Geradores.

Assume-se no modelo, que a função de custos do gerador é da forma expressada na equação (1) como apresentado no capítulo anterior. [1]

$$Custos_operacionais = \alpha + \beta * P_e + \gamma * P_e^2 \quad (1)$$

Esta função de custo será utilizada no modelo de otimização que determinará a operação e as ofertas de cada uma das unidades geradoras. A função objetivo neste problema de otimização corresponde à maximização do lucro de cada unidade.

As ofertas realizadas pelos geradores no modelo, será só do tipo quantidade (energia). No que se refere ao algoritmo de otimização a realizar, se estima que este tipo de ofertas (quantidade) facilita a otimização simultânea em ambos os mercados, o que se considera mais adequado que uma otimização sequencial para cada um deles.

O processo de decisão dos geradores é de maximizar seus lucros. A partir de preços dados pelo Operador de Mercado para cada um dos produtos, as unidades geradoras determinam as quantidades que estão dispostas a ofertar para cada um dos produtos; isto é, a quantidade que o gerador está disposto a ofertar para fornecer o serviço Básico de Energia, Reserva Sincronizada Primária, Reserva Sincronizada Secundária, Reserva Sincronizada Terciária. A otimização da quantidade a ofertar de cada um destes produtos implica em considerar os custos de oportunidade existentes em cada um dos mercados. O que pode limitar as quantidades de energia ofertada é a velocidade em que podem incrementar sua geração (Rampa incremental medida em MW/seg). A cada serviço ancilar se atribuiu uma curva de custo do tipo.

$$Custo_Serviço_ancilar = (\beta * R + \gamma * R^2) \quad (2)$$

Certamente que há aqui uma arbitrariedade sobre o custo associado aos serviços ancilares acima [43], pois não se conhece a priori qual o ponto de operação da usina. Porém, o custo dado por (2) mantém uma relação dos custos de produção para suprir as reservas entre as possíveis fontes.

O problema a otimizar por um dado gerador pode ser dado pela seguinte formulação.

$$\begin{aligned} \text{Max} \sum_{i=1}^{ng} (\lambda_{B,i} * P_i + \lambda_{1,i} * PR1_i + \lambda_{2,i} * PR2_i + \lambda_{3,i} * PR3_i) \\ - (a_i + b_i * (P_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i) + c_i * (P_i^2 + PR1_i^2 + PR2_i^2 + PR3_i^2)) \end{aligned} \quad (3)$$

s.a

$$Pb_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq P_i^{\max}$$

$$P_i^{\min} \leq P_i$$

$$PR1_i \leq PR1_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i \leq PR2_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq PR3_i^{\max}$$

$$P_i, PR1_i, PR2_i, PR3_i \geq 0$$

Onde λ_{en} corresponde ao preço da energia destinada ao Mercado Básico, λ_1 corresponde ao preço da Reserva Primária, λ_2 , corresponde ao preço da Reserva Secundária e λ_3 corresponde ao preço da Reserva Terciária, sendo P_g, P_{R2}, P_{R2} e P_{R3} as quantidades ofertadas para cada um destes produtos. A solução de acordo com (3) é a solução que maximiza o lucro de cada gerador. Aqui os geradores não estão preocupados com o atendimento das demandas.

7.1.3. Operador de Mercado

O Operador de Mercado é o encarregado de determinar adequadamente os preços de mercado para a energia e para cada um dos serviços ancilares, com o objetivo de obter um equilíbrio entre ofertas e demandas de todos os mercados. Para obter este equilíbrio se realiza um ajuste simultâneo dos preços.

As quantidades ofertadas de cada produto em resposta a um conjunto de preços fixados permitem ao Operador de Mercado determinar o erro entre oferta e demanda, de modo que a falta de oferta em determinado produto deve motivar um aumento no seu preço, e no caso de existir sobre-oferta deve-se reduzir seu preço. Para realizar este ajuste calcula-se primeiramente o erro entre a oferta e a demanda de um dado produto e depois atualiza-se os preços visando minimizar este erro.

$$\begin{aligned}\varepsilon &= (demanda - oferta) / demanda \\ \lambda^{novo} &= \lambda^{anterior} + \sigma \cdot \varepsilon\end{aligned}\tag{4}$$

Onde “ σ ” representa o passo de atualização do preço.

O processo começa com um preço inicial para cada mercado. Na prática, este preço inicial pode ser baseado nos preços obtidos nos mercados verificados nos últimos dias; ou nos casos em que se conhece os custos envolvidos, este preço inicial pode ser obtido através de um modelo matemático, como por exemplo o modulo centralizado apresentado no Capítulo VI.

7.1.4. Procedimento.

- i) Operador de Mercado (OM) fixa preços iniciais (λ^0).
- ii) Geradores respondem aos preços fixados.
- iii) OM verifica o atendimento dos mercados.

Se todas as demandas foram atendidas, FIM.

7.2 SIMULAÇÃO DE MERCADO.

A seguir apresenta-se uma simulação de um mercado de energia e reservas operativas, na qual se supõe que os geradores sempre buscam maximizar os seus lucros. Mais especificamente, cada gerador irá responder de acordo com a solução ótima do problema (3); a qual depende dos preços fixados para o Mercado Básico e para cada uma das Reservas.

A simulação do mercado foi baseada num processo de decomposição esquematizado na figura 6, onde o Operador de Mercado fixa os preços, buscando o atendimento dos mercados, enquanto que os geradores buscam maximizar os lucros.

Solução para o Gerador

Uma vez fixada os preços para cada Mercado, será resolvido um problema como apresentado em (3). Para o caso em que as funções de custos são representadas por funções quadráticas, como as adotadas neste trabalho, a solução ótima para cada gerador pode ser calculada analiticamente.

Para as condições adotadas, o problema (3) consiste na otimização de uma função côncava sujeita as seguintes restrições.

$$Pb_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq P_i^{\max}$$

$$P_i^{\min} \leq P_i$$

$$PR1_i \leq PR1_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i \leq PR2_i^{\max}$$

$$PR1_i + PR2_i + PR3_i \leq PR3_i^{\max}$$

$$P_i, PR1_i, PR2_i, PR3_i \geq 0$$

Estas desigualdades podem ser facilmente tratadas da seguinte forma:

i) Calcula-se o Maximo do problema irrestrito:

$$\begin{aligned}
 Max Z = & (\lambda_B * P_B + \lambda_1 * P_{R1} + \lambda_2 * P_{R2} + \lambda_3 * P_{R3}) \\
 & - (\alpha + \beta_B * P_B + \gamma * P_B^2) \\
 & - (\beta * P_{R1} + \beta * P_{R2} + \beta * P_{R3}) \\
 & - (\gamma * P_{R1}^2 + \gamma * P_{R2}^2 + \gamma * P_{R3}^2)
 \end{aligned} \tag{5}$$

Obtendo como solução:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial Z}{\partial P_g} = -2\gamma P_B - \beta + \lambda_{en} = 0 & \Rightarrow P_g^\circ = \frac{\beta - \lambda_{en}}{2\gamma} \\
 \frac{\partial Z}{\partial P_{R1}} = -2\gamma P_{R1} - \beta + \lambda_1 = 0 & \Rightarrow P_{R1}^\circ = \frac{\beta - \lambda_1}{2\gamma} \\
 \frac{\partial Z}{\partial P_{R2}} = -2\gamma P_{R2} - \beta + \lambda_2 = 0 & \Rightarrow P_{R2}^\circ = \frac{\beta - \lambda_2}{2\gamma} \\
 \frac{\partial Z}{\partial P_{R3}} = -2\gamma P_{R3} - \beta + \lambda_3 = 0 & \Rightarrow P_{R3}^\circ = \frac{\beta - \lambda_3}{2\gamma}
 \end{aligned}$$

Se as ofertas ótimas para cada Mercado calculadas acima atendem as restrições do problema (3), então a solução ótima de (5) será dada por:

$$\begin{aligned}
 P_g^* &= P_g^\circ \\
 P_{R1}^* &= P_{R1}^\circ \\
 P_{R2}^* &= P_{R2}^\circ \\
 P_{R3}^* &= P_{R3}^\circ
 \end{aligned} \tag{6}$$

ii) Se alguma restrição de canalização for violada, então a solução ótima será igual ao limite violado.

$$P_i^\circ > P_i^{\max} \Rightarrow P_i^* = P_i^{\max} \tag{7}$$

iii) Se alguma restrição de canalização for violada, então a solução ótima será obtida a através da dualização em relação a esta restrição, resultando na seguinte função lagrangeana:

$$Z = (\lambda_{en} * Pg + \lambda_1 * P_{R1} + \lambda_2 * P_{R2} + \lambda_3 * P_{R3}) - (\alpha + \beta * Pg + \gamma * Pg^2) \\ - (\beta * P_{R1} + \beta * P_{R2} + \beta * P_{R3}) - (\gamma * P_{R1}^2 + \gamma * P_{R2}^2 + \gamma * P_{R3}^2)$$

$$L = Z + \lambda(P_g + P_{R1} + P_{R2} + P_{R3} - P^{\max})$$

Cujas condições de otimalidade são dadas por:

$$\frac{\partial Z}{\partial P_g} = 0$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R1}} = 0$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R2}} = 0$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R3}} = 0$$

ou

$$\frac{\partial Z}{\partial P_g} = -2\gamma P_{en} - \beta + \lambda_{en} + \lambda^{\max} = 0 \Rightarrow P_g^{\circ} = \frac{\beta - (\lambda_{en} + \lambda^{\max})}{2\gamma}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R1}} = -2\gamma P_{R1} - \beta + \lambda_1 + \lambda^{\max} = 0 \Rightarrow P_{R1}^{\circ} = \frac{\beta - (\lambda_1 + \lambda^{\max})}{2\gamma}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R2}} = -2\gamma P_{R2} - \beta + \lambda_2 + \lambda^{\max} = 0 \Rightarrow P_{R2}^{\circ} = \frac{\beta - (\lambda_2 + \lambda^{\max})}{2\gamma}$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{R3}} = -2\gamma P_{R3} - \beta + \lambda_3 + \lambda^{\max} = 0 \Rightarrow P_{R3}^{\circ} = \frac{\beta - (\lambda_3 + \lambda^{\max})}{2\gamma}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda^{\max}} = P_{en} + P_{R1} + P_{R2} + P_{R3} = P^{\max}$$

$$\Rightarrow \frac{1}{2\gamma} [\beta - (\lambda_{en} + \lambda^{\max}) + \beta - (\lambda_{R1} + \lambda^{\max}) + \beta - (\lambda_{R2} + \lambda^{\max}) + \beta - (\lambda_{R3} + \lambda^{\max})] = P^{\max}$$

$$\Rightarrow -4\lambda^{\max} = P^{\max} \cdot 2\gamma - 4\beta + (\lambda_{en} + \lambda_{R1} + \lambda_{R2} + \lambda_{R3})$$

$$\lambda^{\max} = \beta - \frac{\lambda}{4} - \frac{P^{\max}}{4} \quad (14)$$

7.3 RESULTADOS.

O produto da metodologia apresentada nos dois capítulos anteriores é um programa computacional que tem por objetivo funcionar como um simulador de estratégias por parte dos participantes do mercado. O programa foi desenvolvido em três módulos. O primeiro módulo tem como objetivo simular os procedimentos de lances de preços no começo do leilão; isto é os preços iniciais com que começa o leilão de Energia Básica e de Reservas Operativas, esperando ter como resposta, ofertas positivas e coerentes por parte dos geradores, em função aos preços fixados. O segundo módulo tem por objetivo simular as decisões tomadas pelos geradores frente a sinais de preços fixados pelo Operador de Mercado; o terceiro módulo simula as decisões do Operador de Mercado na atualização de preço como resposta às ofertas entregadas pelos geradores.

Analisa-se a aplicação da metodologia ao sistema elétrico IEEE 30. A implementação computacional do programa de FPO foi realizada em MATLAB. O programa foi desenvolvido em um micro-computador Pentium IV – 1.7Ghz, Sistema operacional Windows 2000, com 256 Mbytes de memória RAM.

7.3.1 Estimação dos preços iniciais.

Para começar a realizar o processo iterativo de leilões entre o Operador de Mercado e os geradores, é importante uma boa estimativa dos preços que serão entregues aos geradores. Para estimar estes preços iniciais se desenvolveu um programa para fixar os preços na primeira das iterações do processo.

O programa gera curvas em função dos custos dos geradores a qual associa os preços com as demandas em cada um dos mercados, como, por exemplo, a curva do Gráfico 19.

Para calcular o preço de mercado para um dado nível de demanda se faz uso da interpolação linear, obtendo assim o preço inicial.

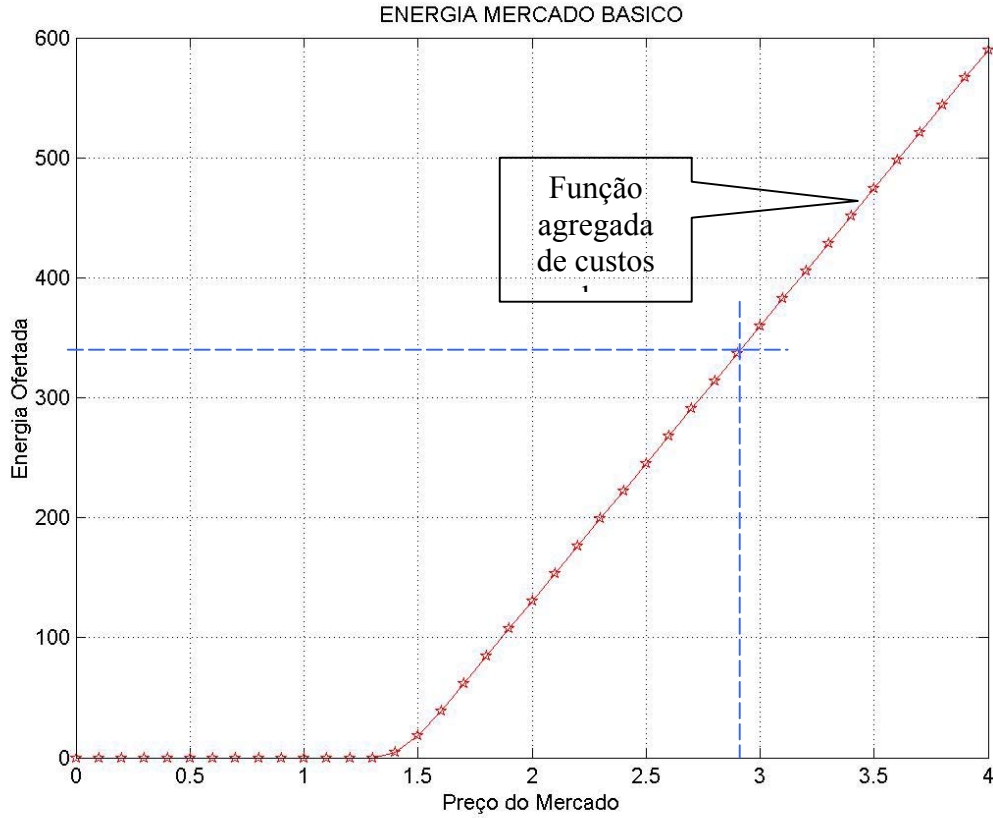


Gráfico 19. Curvas de preço quantidade para o cálculo dos preços iniciais

A geração de curvas de preço-quantidade é realizada por meio da simulação de um problema de maximização por parte dos geradores, deste modo para cada preço o gerador realizará a maximização de sua utilidade. O enfoque do problema é o seguinte.

$$\text{Max } \lambda * P_e - a - b * P_e - c * P_e^2$$

Onde λ corresponde ao preço da energia para o mercado básico ou de Reservas Operativas e P_e é a energia gerada. Deste problema de maximização obtém-se a geração mais conveniente para o preço fixado; este se faz repetidamente para diferentes preços. Estas curvas são geradas para todos os mercados e desta forma se consegue as curvas preço-quantidade mostradas no Gráfico 20.

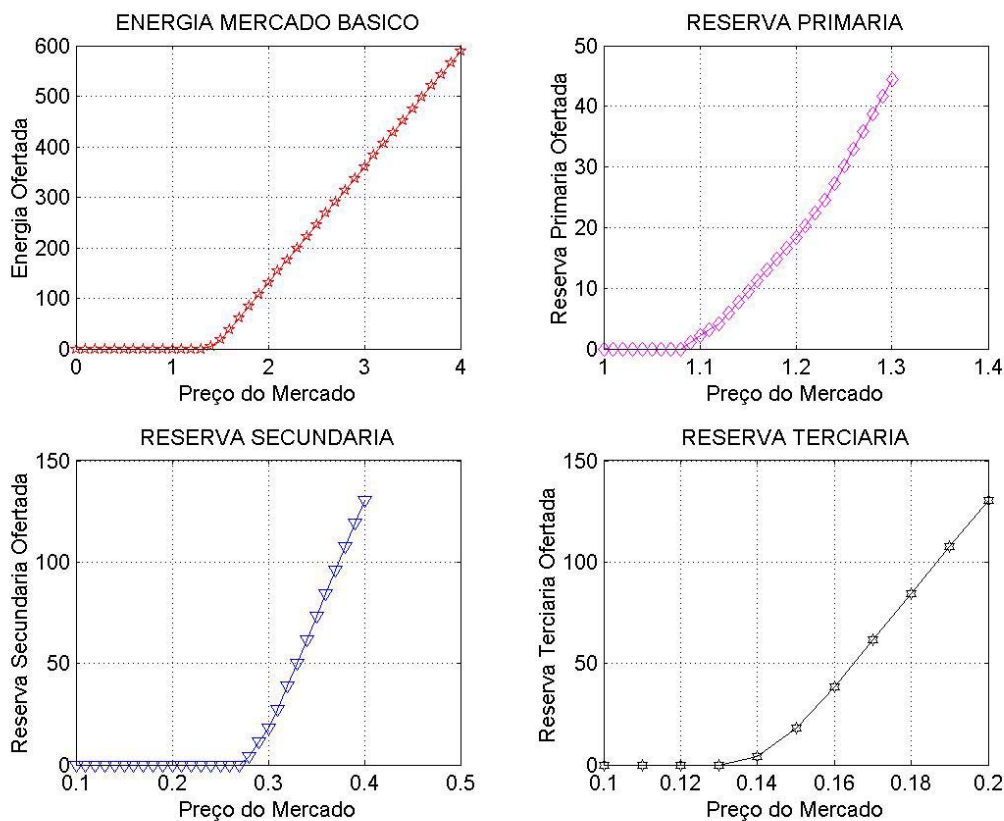


Gráfico 20. Curvas preço quantidade para cálculo dos preços iniciais para o mercado básico e o mercado de Reservas Operativas.

Os resultados computacionais para os preços de mercado para o sistema IEEE30 foram encontrados levando em conta que as funções de custos para os respectivos geradores são:

$$G1 : 18 + 1.4 * P_{e1} + 0.0204 * P_{e1}^2$$

$$R1 : 1.4 * P_{r1} + 0.0204 * P_{r1}^2$$

$$G2 : 43 + 1.5 * P_{e2} + 0.02 * P_{e2}^2$$

$$R2 : 1.5 * P_{r2} + 0.02 * P_{r2}^2$$

$$G3 : 35 + 1.35 * P_{e3} + 0.014 * P_{e3}^2$$

$$R3 : 1.35 * P_{r3} + 0.014 * P_{r3}^2$$

$$G4 : 32 + 1.4 * P_{e4} + 0.0152 * P_{e4}^2$$

$$R4 : 1.4 * P_{r4} + 0.0152 * P_{r4}^2$$

$$G5 : 9 + 1.54 * P_{e5} + 0.0079 * P_{e5}^2$$

$$R5 : 1.54 * P_{r5} + 0.0079 * P_{r5}^2$$

$$G6 : 42 + 1.35 * P_{e6} + 0.0104 * P_{e6}^2$$

$$R6 : 1.35 * P_{r6} + 0.0104 * P_{r6}^2$$

Os níveis de demanda requeridos tanto para o mercado básico como para as reservas operativas estão na Tabela 26.

Hora	Energia básica	Reserva Primária 2.5%	Reserva Secundária 4%	Reserva Terciária 5%
i	585	14.6250	23.4000	29.2500

Tabela 26. Demanda de energia no mercado básico e o mercado de Reservas.

Os preços iniciais adotados para este nível de demanda obtidos aplicando a metodologia anterior para o Mercado Básico e o Mercado de Reservas são mostrados na Tabela 27.

Hora	Energia básica	Reserva Primária	Reserva Secundária	Reserva Terciária
i	3.9196	1.1614	0.3069	0.1551

Tabela 27 Preços do Mercado básico e o Mercado de Reservas.

7.3.2 Operação dos Geradores.

Neste modulo foi desenvolvido um programa que determina a resposta do gerador em função ao preço fixado, isto é, verifica-se se um determinado gerador opera ou não, e os níveis de energia para o Mercado Básico e o Mercado de Reservas que são ofertados. Ademais entrega ao Operador do Mercado informação necessária para que este possa modificar de forma adequada os preços que serão utilizados na seguinte iteração.

Como primeiro passo o programa lê os vetores dos preços iniciais “ λ ” para o Mercado Básico o Mercado de Reservas entregues pelo Operador de Mercado e resolve o problema de maximização de lucros.

No seguinte passo o programa realiza a leitura das restrições de cada unidade, isto é, as características técnicas de cada uma delas, como é o caso da potência máxima e potência mínima de operação.

A Tabela 28 e 29 mostram as ofertas dos geradores para o Mercado Básico e de Reservas Operativas, relativas aos preços iniciais. Estas ofertas são entregues ao Operador do Mercado o qual verifica, se estas ofertas satisfazem as demandas dos mercados.

Hora	Energia básica (MW)	Reserva Primária (MW)	Reserva Secundária (MW)	Reserva Terciária (MW)
i	570.4337	10.7366	24.0857	27.5241

Tabela 28 Ofertas para o Mercado Básico e Mercado de Reservas

	Energia básica (MW)	Reserva Primária (MW)	Reserva Secundária (MW)	Reserva Terciária (MW)	TOTAL (MW)
G(1)	61.7549	1.2685	3.2975	3.7026	70.0235
G(2)	60.4900	0.0007	0.8662	1.2800	62.6369
G(5)	91.7714	3.5667	6.5899	7.1798	109.1078
G(8)	82.8816	1.7025	4.4252	4.9688	93.9781
G(11)	149.9973	0.0004	0.0361	0.7282	150.762
G(13)	123.5385	4.1978	8.8708	9.6647	146.2718
TOTAL	570.4337	10.7366	24.0857	27.5241	632.7801

Tabela 29. Oferta individual de cada gerador para o mercado básico e Reservas Operativas

7.3.3 Operador de Mercado.

Este programa simula a ação do Operador de Mercado e sua função é a de revisar as ofertas entregues pelos geradores, tanto para o mercado Básico como para o Mercado das Reservas Operativas.

Em base a estas ofertas o programa toma decisões para modificar os preços que serão entregues aos geradores, desta forma procura-se modificar as ofertas e assim igualar os valores de oferta e demanda.

Como primeiro passo o programa lê os valores das demandas requeridas para a hora simulada e lê os valores das ofertas para o Mercado Básico e os Mercados de Reservas, que resultou da simulação do modulo de Operação dos Geradores. Estas informações mostrarão se será necessário aumentar ou diminuir os preços da energia no Mercado Básico bem como os preços do Mercado de Reservas Operativas. Os erros são mostrados nos Gráficos 21- 24.

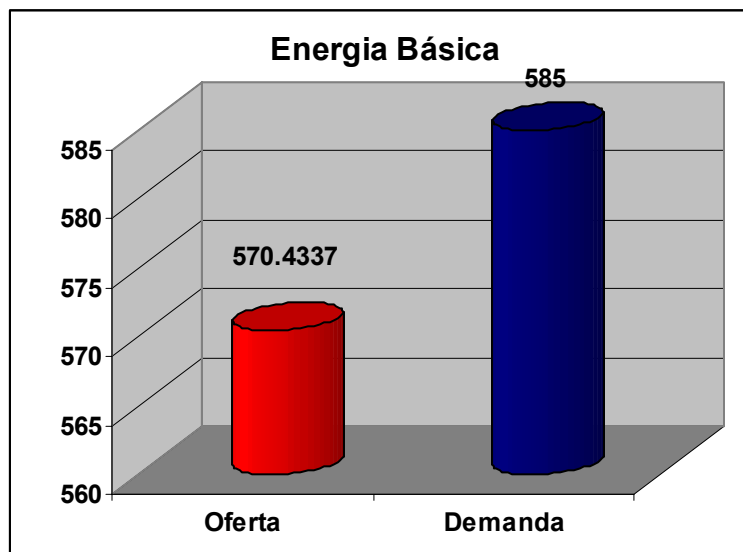


Gráfico 21. Oferta-Demanda Energia Básica.

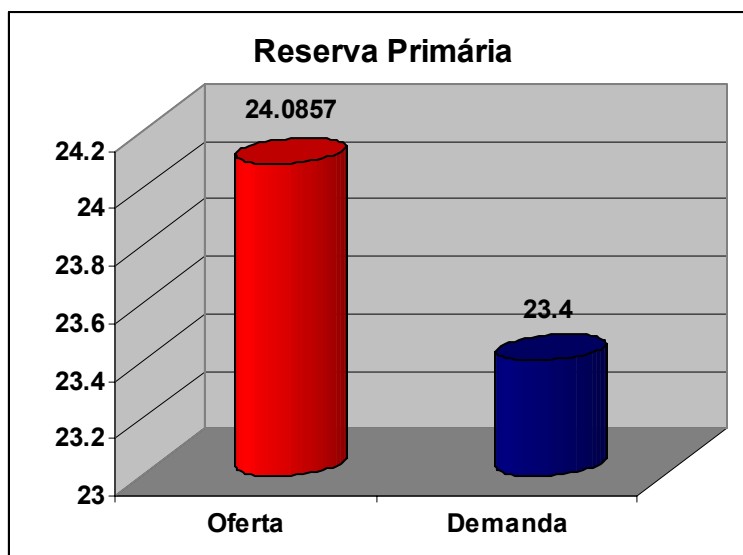


Gráfico 22. Oferta-Demanda Reserva Primária.

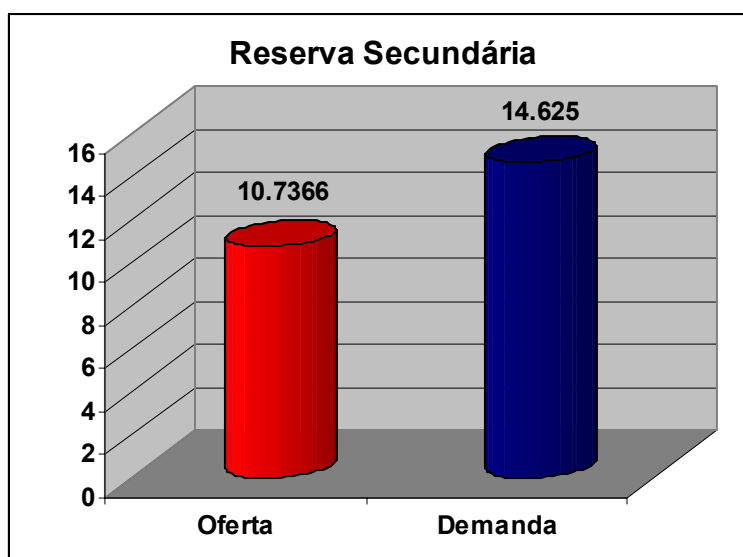


Gráfico 23. Oferta-Demanda Reserva Secundária.

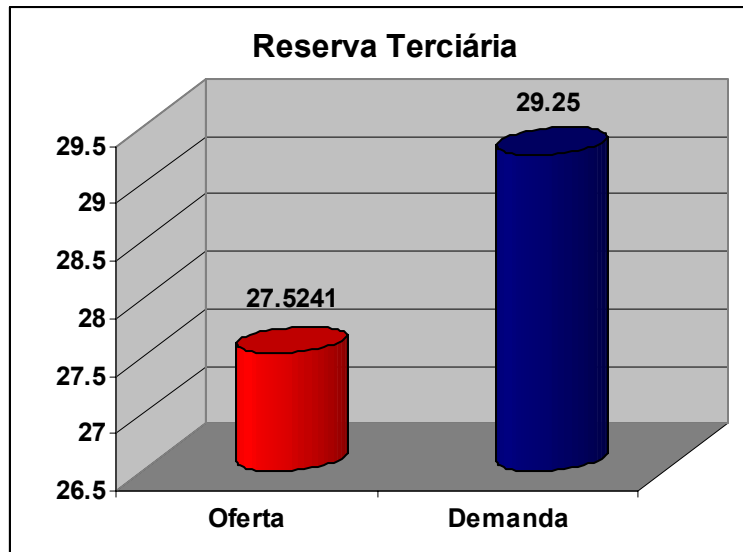


Gráfico 24. Oferta-Demanda Reserva Terciária.

As quantidades ofertadas de cada produto em resposta a um conjunto de preços fixados permitem ao Operador de Mercado determinar o erro entre oferta e demanda, de modo que a falta de oferta em determinado produto deve motivar um aumento no seu preço, e no caso de existir sobre-oferta se deve produzir uma redução no seu preço.

Os preços finais do mercado de energia básica e reservas operativas, encontrados para a hora simulada são mostrados na Tabela 30.

Hora	Energia básica (R\$)	Reserva Primária (R\$)	Reserva Secundária (R\$)	Reserva Terciária (R\$)
i	4.0072	1.2105	0.3061	0.1559

Tabela 30. Preços finais para o mercado básico e reservas operativas.

A Tabela 31. Mostra as ofertas dos geradores para o mercado básico e de reservas operativas obtidos com os preços finais.

	Energia básica (MW)	Reserva Primária (MW)	Reserva Secundária (MW)	Reserva Terciária (MW)	TOTAL (MW)
G(1)	63.9027	2.7736	3.2018	3.8899	73.768
G(2)	62.6807	0.3290	0.7658	1.4677	65.2432
G(5)	94.9010	3.6000	6.4512	7.4538	112.406
G(8)	85.7641	3.7224	4.2971	5.2206	99.0042
G(11)	150.0000	0.0000	0.0000	1.1840	151.184
G(13)	127.7514	4.2000	8.6842	10.0340	150.6696
TOTAL	585.0000	14.625	23.4000	29.25	652.275

Tabela 31. Geração para o mercado básico e reservas operativas obtidas com os preços finais.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSÕES

O presente trabalho é um esforço para aprofundar os conhecimentos na provisão dos serviços ancilares em diversos sistemas elétricos de potência, com o objetivo de sua implementação no Sistema Elétrico Brasileiro. Os serviços ancilares foram caracterizados pela evolução que apresentaram durante os últimos anos, em sua estrutura organizativa e pela introdução de uma regulação tendente a dar maior competitividade e eficiência à operação coordenada dos agentes envolvidos, especialmente através de uma clara definição de suas diferentes atividades e funções de cada participante no sistema. Uma adequada estimativa dos preços dos serviços relacionados com o fornecimento elétrico e uma remuneração apropriada para seus respectivos provedores é um aspecto fundamental na sua implementação.

Uma parte deste trabalho foi dirigida à descrição dos principais aspectos que caracterizam as formas de provisão dos Serviços Ancilares em três sistemas elétricos internacionais, mostrando variedade de possíveis soluções adotadas na implementação destes serviços importantes para a confiabilidade da operação de todo sistema elétrico.

Duas abordagens foram propostas, as quais determinam simultaneamente o despacho para o atendimento da demanda de energia (energia básica) e a alocação de reservas operativas. A primeira abordagem foi um modelo de despacho centralizado e o segundo modelo foi baseado em um modelo de leilão para a provisão dos Serviços Ancilares de Reserva Operativa. Ante a necessidade de simular a operação das unidades geradoras, se considera a maior parte de suas características técnicas e operacionais, desta forma se procura aumentar o realismo ao modelo. No entanto, assume-se um comportamento ideal dos participantes, de competição perfeita, no sentido de que suas decisões não respondem perfeitamente ao comportamento esperado de seus competidores.

A vantagem de considerar simultaneamente o mercado de energia básica e de reservas operativas reconhece a forte dependência existente entre ambos os mercados por negociar com produtos cujas ofertas são interdependentes, pois uma maior oferta na reserva operativa em uma dada usina reduz a sua capacidade de geração para atender o mercado básico de energia.

Nos resultados se observam que a inclusão das reservas operativas pode alterar significativamente a solução em relação ao caso sem as reservas operativas (despacho econômico). Houve também um aumento no custo de operação, e o acréscimo em relação ao despacho econômico é o custo adicional para elevar o nível de segurança operativa. Os custos das reservas operativas são maiores quando a demanda é maior, devido principalmente ao custo de oportunidade em relação ao custo alternativo de participar no mercado de energia básica. Também os custos dos serviços ancilares dependem da capacidade dos geradores despachados, o custo de reservas operativas e energia básica é menor se há mais unidades gerando.

O presente trabalho possibilita comparar alternativas que a teoria fornece ao pesquisador para avaliar o problema técnico-econômico das reservas operativas, assim tem-se uma base mais sólida para propor alternativas para alocação dos recursos disponíveis.

Deste modo, os principais aportes da presente pesquisa resumem-se em: (1) desenvolvimento de uma visão global e ordenada das características e temas mais relevantes relacionados com a provisão das Reservas Operativas; (2) uma proposição preliminar e em termos conceptuais, a partir do observado nos sistemas implementados

em vários países e a realidade atual do Sistema Brasileiro, tentar uma implementação dos Serviços Ancilares de Reservas Operativas no Sistema Elétrico Brasileiro, coerente com a estrutura organizacional atual da indústria e com a regulação e tarifação que se utiliza no Mercado de Energia básica. Esta proposição para Brasil, apesar de que se faz em forma geral e bastante esquemática, propicia as bases e estabelece um enfoque apropriado para futuras pesquisas que, a partir do apresentado neste estudo, poderão aprofundar com mais detalhe em cada um dos temas aqui tratados, para obter uma implementação prática destes serviços, adaptada às necessidades reais do Sistema Brasileiro. Espera-se, que a presente pesquisa sirva para novas propostas, tanto de fundamentos teóricos, como de simulações numéricas e implementações computacionais, que farão factível a provisão dos Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro e signifiquem um aporte real e efetivo à operação eficiente do mesmo.

Referências Bibliográficas.

- [1] D. Schirmohammadi, A. Vojdani. “An overview of Ancillary Service”, V simpósio de Especialistas em planejamento da operação e Expansão elétrica. 19 a 25/05/96 Recife Brasil.
- [2] P. Gomes, J.F.C Luiz M. Schinilling, R.N.Fontoura, M. Groetaers do santos, “Subsídios para a determinação de custos dos serviços ancilares para a gestão da rede”, XIV Seminário Nacional de Produção e transmissão de energia elétrica Belém-PA 1997.
- [3] NERC Operating Policy-10 on interconnected Service, February 2000
- [4] E. Hirst and B. Kirby “Creating Competitive Markets For Ancillary Services” ORNL/CON-448 Energy Division October 1997.
- [5] E. Hirst and B. Kirby “Allocating Costs of Ancillary Services: Contingency Reserves and Regulations” Consulting in Electric-Industry Restructuring June 2003.
- [6] Scott M. Harvey “Lessons from Competitive Ancillary Service Markets” EUCI Ancillary Services Conference - Denver, Colorado April 4, 2001
- [7] S. Harry. and A. Papalexopolus.; “Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator”; IEEE Transactions on Power Systems, Junho, 1998.
- [8] Miller,T.J.E. “Reactive power control in electric systems”. Willey-Interscience U.S.A. 1982.
- [9] Reddoch T.W. “Load Frequency control performance criteria whit reference to the use of advence control theory.”

- [10] Alvarado.F, Laurence D., Laurits R. “Reactive Power as an Identifiable Ancillary SERVICE” prepared for Transmission Administrator of Alberta, Ltd. March 2003
- [11] Vilcahuamán S. Control Automático de la Generación. Pontificia Universidad Católica de Chile 1994.
- [12] Hirst.E and B.Kirby “Technical and Market Issues for Operating Reserves. ” Consulting in Electric-Industry Restructuring, Oak Ridge, Tennessee October 1998.
- [13] Spinning Reserves. <http://www.pjm.com/markets/ancillary/spinning.html>
- [14] B. J. Kirby. “Spinning Reserve From Responsive Loads”, Prepared by Oak Ridge National Laboratory, March 2003.
- [15] Carrasco M. Héctor Control de frecuencia suplementario en el sistema eléctrico Interconectado Chileno, Memoria de grado, universidad de Chile.
- [16] Rudnick H. Paucar,L. Control carga frecuencia en el sistema interconectado central. Anales IX Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Arica Chile Octubre de 1999, pp 2141-2146.
- [17] Rudnick H. Correa.J. “Aspectos Técnicos y Remunerativos de los Servicios Complementarios en Sistemas Eléctricos Desregulados.”Santiago de Chile 2000.
- [18] J.ZHONG, “On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets” THESIS FOR THE DEGREE OF DOCTOR OF PHILOSOPHY, Sweden 2003.
- [19] R.Christie, I.Wangensteen “ The energy market in Norway and Sweeden” IEEE Power Engineering Review 1998.

- [20] B.Bakken, O.Grande, A. Nystad “Automatic generation control in the deregulated Norwegian power system” Sintef Energy Research, Trondheim, Noruega, EPSOM 1998, Zurich, Suiza.
- [21] Nordel “Summary of recommendations for Frequency, Time Desviation, Frequency Response and Reserves” 1999.
- [22] K.Walwe, “Frequency Control in the Nordic Power System: Experience and Requirements” Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 1999.
- [23] N.Rau, “The Need for Capacity Markets in the Deregulated Electrical Industry. A Review”. Fellow Independent System Operator of New England Inc. 1999.
- [24] Philip A. Fedora, Development of New England Power Pool’s Proposed Markets, Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences – 1999.
- [25] The National Grid Company plc., “Ancillary Services – An Introduction”, Second Edition, 1995.
- [26] National Electricity Company. “Ancillary Services. An Introduction” Power Network Business, National Grid Company, Birmingham, Reino Unido, 1998.
- [27] The National Grid Company plc, “An Introduction to Reactive Power: Ancillary Services- Reactive Contracts”, June 1998.
- [28] A.Whitehead, “A New Market in Reactive Power”. Partner Martineau Johnson Solicitors, National Grid Company, Birmingham, New England 1998.
- [29] New England Power Pool, “FERC Electric Rate Schedule No. 6, Market Rules & Procedures”, Section 6 – Ten Minute Spinning Reserve Market, Effective May 2002.

- [30] California Power Exchange. 1998. PX Primer: California's New Electricity Market. Version 3. March 27.
- [31] Moore, I. and J. Anderson. 1997. Introduction to the California Power Market. 31 July.
- [32] California Independent System Operator (ISO). 1998. ISO Tariff and Protocols. <http://www.caiso.com>.
- [33] California Independent System Operator (CAISO). 1999. Ancillary Service Market Redesign and FERC Filing. CAISO Internal report presented to CAISO Board of Governors. February 19 (available at <http://www.caiso.com>).
- [34] T.Gómez, C.Marnay, A. Siddiqui, L.Liew, and Mark Khavkin “Ancillary Services Markets in California” Environmental Energy Technologies Division LBNL-43986 University of California Berkeley, July 1999.
- [35] ABRACE, Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia, “O Setor Elétrico e o Livre Mercado” Agosto de 1999.
- [36] COOPERS & LYBRAND , “Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro: Relatório Consolidado Etapa IV”,Junho 1997- MME/SEM/ELETROBRÁS.
- [37] Gomes, R. O papel do ONS no novo modelo setorial, Curso CENÁRIO's, aula do dia 22.04.99, Slides, IEE/USP, UNICAMP,EFEI.
- [38] Modelo Institucional do Setor Elétrico,(MME 2003) Ministério de Minas e energia.
- [39] Leal Abreu, Ricardo “Serviços Ancilares: Uma proposta de classificação e precificação para o setor elétrico brasileiro” XVI Seminário Nacional de produção e

transmissão de energia elétrica, 21 a 26 de outubro de 2001 Campinas São Paulo, GRUPO DE Análises de sistemas e técnicas de potência – GAT.

- [40] Monticelli, Alcir. J., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Editora Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1983.
- [41] Castronuovo, E. D., Aplicação de Métodos de Pontos Interiores no Fluxo de Potência Ótimo Não-Linear com Utilização de Processamento de Alto Desempenho, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.
- [42] Castro, Carlos A., Cálculo de Fluxo de Carga <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/cursos/it601/it601.html>
- [43] Sousa, Vanusa A., Costa, Geraldo R. M., Sousa, Alessandra M., Interior Point Method for Minimization of Losses in the Transmission in Power System, VII SEPOPE, 2002, Brasil.
- [44] Sousa, Vanusa A., Costa, Geraldo R. M., Aplicação dos Métodos de Pontos Interiores na resolução de problemas não lineares, não convexos e de grande porte, XXXIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2001.
- [45] Granville, Sergio, Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [46] Oliveira, E. J., Rezende Pereira, J. L., Pinto, Hermínio J. C. P., Vizio, Erick S., Solução de Sistemas de Potência mal condicionados usando a Técnica de Pontos Interiores, XIV Congresso Brasileiro de Automática, 2002.

- [47] Castronuovo, Edgardo D., Campagnolo, Jorge M., Salgado, Roberto, Fluxo de Potência Ótimo via Método de Pontos Interiores Não-Linear Primal-Dual utilizando Computação de Alto desempenho, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil.
- [48] Castronuovo, Edgardo D., Campagnolo, Jorge M., Salgado, Roberto, New Versions of Interior Methods Applied to the Optimal Power Flow Problem, Universidade de Santa Catarina, Brasil.
- [49] Castronuovo, Edgardo D., Campagnolo, Jorge M., Salgado, Roberto, Vetorização do Método de Pontos Interiores Não-Linear Primal-Dual e sua aplicação ao Fluxo de Potência Ótimo, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil.
- [50] Torres, Geraldo L., Quintana, Victor H., Optimal Power Flow via Interior Point Method: Na Educational Tool in Matlab, CCECE, 1996.
- [51] Wu, Yu-Chi, Debs, Atif S., Marsten, Roy E., A Nonlinear Programming Approach Based on an Interior Point Method for Optimal Power Flows, IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, 1993.
- [52] Belati, Edmarcio A., Baptista, Edméa C., Costa, Geraldo R. M., Uma nova técnica de resolução de problemas de programação Não Linear, XXXIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2001.
- [53] Osses M., Rudnick H. “Desarrollo de metodologia optima de programacion diara de mercado complementarios”. Santiago de Chile 2001.