



GAT-023

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT

RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA - UMA METODOLOGIA DE TRANSIÇÃO

A. A. Gonçalves *
Eletrobrás

M. Th. Schilling
UFF

M. B. Do Coutto Filho
UFF

J. C. Stacchini de Souza
UFF

RESUMO: *Este trabalho objetiva descrever uma metodologia de transição de cálculo da reserva de potência operativa do sistema interligado brasileiro incluindo a determinação das parcelas a serem rateadas entre as áreas de controle. Adota-se como base o método de cálculo da reserva global atualmente utilizado, propondo-se modificações na modelagem da carga. Tal metodologia é aplicada a cada área de controle e aos segmentos de geração e carga, possibilitando um rateio probabilístico segundo níveis de risco. Dados reais de programação e valores verificados do sistema interligado brasileiro para o ano de 1999 são utilizados, possibilitando uma análise comparativa dos resultados obtidos, à luz da metodologia atual e daquela proposta no presente Informe Técnico.*

PALAVRAS-CHAVE: *reserva de potência, sistemas de geração, sistema interligado, metodologia probabilística.*

1.0 – INTRODUÇÃO

A metodologia atualmente utilizada para o cálculo da Reserva de Potência Operativa (**RPO**) do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro, que engloba as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, apresenta hoje uma natureza totalmente determinística. Os valores da reserva global e o rateio desta são obtidos através de percentuais fixos em relação aos valores de carga, montantes de geração e intercâmbios. Tal forma de cálculo não atende satisfatoriamente às necessidades do sistema [1,3]. Assim sendo, surgiram novas propostas que indicam a necessidade de coleta e organização de informações, que possam representar de forma mais real as incertezas do sistema.

O método aqui proposto permite a representação das incertezas devidas aos métodos de previsão de carga, através de informações baseadas em valores reais coletados segundo um histórico de 5 anos. Efeitos tais como *Erros de Previsão de Carga (EPC)*, *Ponta Dentro da Ponta (PDP)* e *Fatores de Diversidade*

(**FDV**) são incorporados.

Estes critérios de representação de incertezas são adotados também na alocação da RPO, ou rateio entre áreas de controle visando o atendimento elétrico, segundo a determinação de um índice comum que permita uma equalização de riscos entre áreas.

Para a quantificação da RPO, ou rateio entre empresas visando atividades contratuais, utilizam-se os mesmos critérios e conceitos de equalização de riscos na identificação das responsabilidades entre carga e geração. Com a identificação destes montantes, é feito o rateio da parcela devida à geração entre empresas detentoras de geração proporcionalmente aos valores de potência e taxa de falhas, e o rateio da parcela restante entre empresas detentoras de carga, proporcionalmente aos valores de demanda previstos e aos desvios apresentados.

2.0 - MODELAGEM DA CARGA

Assim como na metodologia atual, a modelagem da carga é feita segundo uma função normal discretizada em sete patamares. O valor médio desta função é obtido segundo a aplicação das incertezas devidas aos métodos de previsão, aplicadas aos valores de demanda previstos.

Nesta modelagem, os efeitos correspondentes à diversidade de ocorrência de ponta, erros de previsão de carga e ponta dentro da ponta são considerados a partir da identificação de desvios baseados em históricos reais. Infelizmente, não existem levantamentos precisos sobre as informações supramencionadas para todas as empresas aqui consideradas, mas somente para o sistema e as áreas de controle que o compõem. Isso ocorre por vários motivos, incluindo processos de cisão, encampação ou

mesmo limitações devidas ao sistema de aquisição de dados. Dessa forma, serão adotados para as empresas os mesmos dados referidos às suas controladoras de área.

2.1- Fatores de Diversidade

Para o caso da determinação dos valores previstos de demanda para o sistema, a forma de obtenção anteriormente utilizada representava um somatório simples dos valores de previsão fornecidos pelas empresas:

$$C_s = \sum_{i=1}^n C_i \quad (1)$$

onde:

C_i - Valor previsto de demanda para a empresa "i";

C_s - Valor previsto de demanda para o sistema.

Embora não seja adotada uma metodologia padrão para a determinação dos valores previstos de demanda para cada empresa, existe um consenso em relação à utilização do valor máximo previsto. Baseado nestas informações, procurou-se definir um índice capaz de representar as incertezas características de cada uma das empresas, visando fornecer um percentual que identifique valores proporcionais mais prováveis de ocorrência da carga para cada empresa no horário de ponta do sistema. A partir de informações fornecidas pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), obtém-se estes índices em base mensal conforme abaixo:

$$FDV_i = \frac{DP_i}{DM_i} * 100 \quad (2)$$

onde:

FDV_i - Fator de Diversidade (%) da empresa "i";

DM_i - Demanda integralizada máxima da empresa "i" no mês considerado;

DP_i - Demanda integralizada da empresa "i" no dia e hora de ocorrência da demanda máxima do sistema.

Após a obtenção deste índice mensal para cada uma das empresas, determina-se um Fator de Diversidade médio para cada um dos meses do ano.

2.2 - Erros de Previsão de Carga

Em geral, o valor da carga integralizada verificada difere do valor de carga previsto, identificando-se a existência de um desvio caracterizado como erro de previsão de carga. Para o caso do sistema brasileiro, o critério adotado como padrão utiliza a diferença entre os valores integralizados de carga máxima verificada e máxima prevista. Os valores de desvio obtidos são

fornecidos em termos percentuais, tomando como base o valor previsto para o período horário de demanda máxima, conforme representado abaixo:

$$EPC_i = \frac{DV_i - DP_i}{DP_i} * 100 \quad (3)$$

onde:

EPC_i - Erro de Previsão de Carga referido à empresa "i" ou sistema;

DV_i - Demanda máxima verificada (integralizada), para a empresa "i" ou sistema;

DP_i - Demanda máxima prevista para a empresa "i" ou sistema.

Após a determinação dos desvios diários, calculam-se os desvios médios e desvios padrão para cada empresa ou sistema, em base mensal.

2.3 - Ponta Dentro da Ponta

Na etapa de previsão de carga determinam-se valores de demanda horários e no acompanhamento de seu comportamento são verificados valores instantâneos de demanda. Cada medida coletada de demanda instantânea é armazenada e utilizada na determinação da curva de demanda diária de um consumidor ou distribuidor, possibilitando a determinação da chamada curva de carga. Através da relação entre o valor máximo previsto de demanda e a demanda máxima instantânea verificada, torna-se possível a identificação do efeito da Ponta Dentro da Ponta.

$$PDP_i = \frac{DI_i - DV_i}{DV_i} * 100 \quad (4)$$

onde:

PDP_i - Ponta Dentro da Ponta referida a empresa "i" ou sistema;

DI_i - Demanda instantânea máxima verificada para a empresa "i" ou sistema;

DV_i - Demanda verificada máxima (integralizada), para a empresa "i" ou sistema;

Após a determinação dos desvios diários, calculam-se os desvios médios e desvios padrão para cada empresa ou sistema, em base mensal.

2.4 - Valor Médio da Função Normal

Para a obtenção do valor médio da função normal ponderam-se os valores de carga previstos pelos respectivos fatores de diversidade. O valor de demanda prevista é então obtido através de:

$$C_s = \sum_{i=1}^n C_i * FDV_i \quad (5)$$

onde:

C_s – Carga prevista para o sistema, considerando a diversidade de ocorrência na ponta;

C_i – Valor previsto de carga da empresa “i”;

FDV_i – Fator de diversidade da empresa “i”.

A este novo valor previsto de demanda, devem ser aplicados os efeitos devidos aos erros de previsão de carga e ponta dentro da ponta, através da utilização dos desvios médios calculados para o sistema usando arquivos históricos já mencionados, da seguinte forma:

$$C_m = C_s * \left[\left(1 + \frac{\mu_{EPC_s}}{100} \right) * \left(1 + \frac{\mu_{PDP_s}}{100} \right) \right] \quad (6)$$

onde:

C_m – Valor médio da função do modelo de carga, considerando FDV do sistema;

μ_{EPC_s} – Desvio Médio de EPC para o Sistema

μ_{PDP_s} – Desvio Médio de PDP para o Sistema

2.5 - Desvios Considerados na Função Normal

Além da identificação de desvios médios devidos a EPC e PDP, determinam-se também valores de desvio padrão com base no mesmo histórico citado. Estes dois efeitos, representando desvios de carga, são tratados de forma distinta visando possibilitar a identificação das causas e a tomada de ações necessárias à correção destes desvios, lembrando que o efeito de PDP apresenta 100% de probabilidade de ocorrência. Para a aplicação destes dois efeitos, adota-se uma relação que considera uma média quadrática dos desvios obtidos. Aplica-se o valor resultante na obtenção de cada um dos patamares da função adotada, que de forma aproximada representa uma curva de distribuição discreta equivalente a uma função normal, através da seguinte equação:

$$\sigma_s = \sqrt{\sigma_{EPC_s}^2 + \sigma_{PDP_s}^2} \quad (7)$$

onde:

σ_s – Desvio Padrão referente à carga do sistema;

σ_{EPC_s} – Desvio Padrão referente EPC para o Sistema;

σ_{PDP_s} – Desvio Padrão referente PDP para o Sistema.

Após a determinação deste desvio padrão, calculam-se patamares da função normal, que variam de -3 a +3 desvios a partir do valor médio. Desta forma, obtém-se sete pontos da distribuição discreta acima mencionada, (função normal) que modela a carga através da seguinte equação, onde “k” varia no intervalo (-3,3).

$$C_k = C_m * \left(1 + \frac{k * \sigma_s}{100} \right) \quad (8)$$

onde:

C_k – Valor de cada patamar representativo do modelo da carga prevista para o sistema.

3.0 - FUNÇÃO DE RISCO

O risco de não atendimento à carga identifica a possibilidade do Sistema Interligado apresentar no período de ponta uma disponibilidade de geração sincronizada inferior à carga verificada, indicando que uma parcela da carga poderá não ser atendida neste período. Este risco é avaliado segundo um grupo de variáveis que representam o número e capacidade de unidades geradoras em operação, taxa de falhas associadas, período de tempo considerado para estudo, modelagem e valores previstos de demanda. A determinação dos riscos associados a cada parque gerador, compreende as seguintes etapas:

- Identificação de um conjunto mínimo de unidades geradoras necessárias ao atendimento da carga prevista (valor médio da função);
- Convolação destas unidades obtendo-se estados de geração e probabilidade associadas através da determinação de uma Função Densidade de Probabilidade Acumulada;
- Modelagem da carga segundo uma função normal;
- Determinação do risco de não atendimento à carga conforme os diversos estados de geração que atendam aos patamares de carga selecionados (riscos parciais), segundo a multiplicação da probabilidade de cada estado de geração pela probabilidade de ocorrência da carga.

$$RISCO = \sum_{i=1}^7 P\{G \leq C_i\} P\{C_i\} \quad (9)$$

onde:

$P\{C_i\}$ – Probabilidade associada aos patamares da função normal;

$P\{G\}$ – Probabilidade associada ao parque gerador definido.

Determinam-se novos parques geradores a partir da inclusão de novas unidades, determinando novos valores de risco e respectivos montantes de RPO, possibilitando o atendimento ao critério de risco definido para o sistema.

4.0 - ALOCAÇÃO DA RPO

Esta etapa é feita através de uma equalização dos índices de risco devidos às áreas de controle, sendo cada uma delas representada como uma área isolada e mantendo-se fixos e plenamente confiáveis os valores

de intercâmbio existentes. Para cada área de controle são executados os mesmos procedimentos de montagem do parque gerador, modelagem da carga, aplicação de função de risco, etc, descritos para o sistema interligado, além da aplicação da diversidade de cada área em relação ao sistema. Determinam-se para cada área os possíveis parques de geração, respectivos montantes de RPO e riscos associados. Em seguida é selecionado um índice de risco comum às áreas de controle, cujo somatório das RPOs individuais represente a RPO global para o sistema. Deve-se observar o atendimento dos valores de risco durante o processamento, sendo que no caso de geração insuficiente devem-se alterar os contratos de intercâmbio e reinicializar todo o processo. Desta forma, a obtenção de um índice de risco comum entre as áreas de controle considera um mesmo nível de desempenho entre estas áreas, resultando em um melhor desempenho do Controle Automático de Geração – CAG, responsável pela manutenção da frequência do sistema em valores nominais.

5.0 - QUANTIFICAÇÃO DA RPO

Esta atividade possibilita o cálculo das responsabilidades de cada empresa e conseqüente elaboração dos contratos de suprimento, considerando incertezas devidas à geração e à carga conforme as características das empresas envolvidas.

5.1 - Responsabilidades entre Carga e Geração

Considerando que o processo de previsão de carga seja plenamente confiável, pode-se assumir que a reserva calculada para um dado sistema é de responsabilidade da geração. A adoção desta hipótese reflete o fato da existência de um reduzido número de estados do modelo de carga (sete patamares) comparado aos possíveis estados dos parques geradores definidos. Com o cálculo da parcela de RPO de responsabilidade da geração segundo a hipótese acima, determina-se o valor de Reserva de Responsabilidade do Sistema Gerador – RRSg, e a partir da diferença entre a RPO e RRSg obtém-se uma nova parcela que representa a Reserva de Responsabilidade do Sistema Consumidor – RRSC. A próxima etapa se refere à determinação das parcelas de cada empresa, o que será visto de forma independente em relação às suas características enquanto geradora e/ou consumidora.

5.1.1 - Rateio da RRSg entre Empresas Geradoras

Nesta etapa são utilizados índices de taxa de falhas das unidades geradoras associadas às respectivas capacidades de geração, representando os fatores de influência de cada uma das unidades consideradas.

$$RUG_i = \frac{\lambda_i P_i}{\sum_{j=1}^n \lambda_j P_j} * RRSg \quad (10)$$

onde :

RUG_i – Parcela da RPO devida à unidade “i”;

P_i – Capacidade de geração da unidade “i” (MW);

λ_i – Taxa de Falhas da unidade “i”;

$RRSg$ – Parcela da RPO de responsabilidade da geração;

n – Número de unidades geradoras em operação.

Com a determinação das responsabilidades de cada unidade geradora, a responsabilidade de RPO devida à geração referente a cada empresa é facilmente obtida.

$$RG_i = \sum_{i=0}^n RUG_i \quad (11)$$

onde :

RG_i – Parcela da RPO de responsabilidade da geração, referente à empresa “i”

5.1.2 - Rateio RRSC entre Empresas Consumidoras

Para o caso de empresas que possuam mercado consumidor, o cálculo de sua parcela de responsabilidade referente à carga é feito usando-se os valores de desvios verificados, associados aos valores máximos previstos de demanda, obtidos segundo sua representação na modelagem de carga adotada, isto é:

$$DTC_i = \left[\left(1 + \frac{\mu_{EPC_i}}{100} \right) \left(1 + \frac{\mu_{PDP_i}}{100} \right) \left(1 + 3 \frac{\sqrt{\sigma_{EPC_i}^2 + \sigma_{PDP_i}^2}}{100} \right) \right] FDV_i \quad (12)$$

onde:

DTC_i - Desvio Total de Carga da Empresa “i”;

μ_{EPC_i} - Desvio Médio de EPC da empresa “i”;

μ_{PDP_i} - Desvio Médio de PDP da empresa “i”;

σ_{EPC_i} - Desvio Padrão de EPC da empresa “i”;

σ_{PDP_i} - Desvio Padrão de PDP da empresa “i”;

FDV_i - Fator de Diversidade da empresa “i”.

e associando aos valores previstos de carga, para cada empresa, vem:

$$RC_i = \frac{DTC_i * RRSC}{\sum_{j=1}^n DTC_j * RRSC} \quad (13)$$

onde:

RC_i - Parcela da RPO de Responsabilidade da Carga, referente à empresa “i”;

6.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

As informações disponíveis, baseadas num histórico de cinco anos, provêm de dados referentes ao cálculo mensal da RPO e disponibilizados pelo novo órgão responsável pela operação no setor, o Operador Nacional do Sistema – ONS. O sistema brasileiro se encontra estruturado segundo a atuação de oito centros regionais, que abrangem as áreas do Rio Grande do Sul – COS-RG, do Paraná – COSR-PR, de São Paulo – COS-SP, de Minas Gerais – COS-MG, da região Sul – COSR-S, da região Sudeste e Centro-Oeste – COSR-SE, da região Norte – COSR-N e da região Nordeste – COSR-NE, perfazendo um total de 51 empresas que se reportam ao Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS.

Os dados referentes às regiões Norte e Nordeste somente são considerados a partir do mês de abril.

6.1 - Resultados Obtidos na Simulação

Os resultados obtidos através da aplicação das duas metodologias aqui tratadas são apresentados na forma de gráficos, no caso da obtenção da RPO global e de sua alocação entre áreas de controle.

Os resultados obtidos na atividade de quantificação entre empresas não são apresentados, uma vez que a maioria dos dados utilizados são referidos às correspondentes áreas de controle, além do caráter subjetivo a ser adotado na comparação dos resultados destas duas metodologias. Neste caso, os resultados não têm como meta um atendimento satisfatório ao sistema, mas sim a adoção de um critério mais justo e transparente de rateio. Além da verificação gráfica, a Tabela 1 fornece, para o caso da RPO global, os saldos de RPO e montantes de Expectativa de Energia Não Suprida (EENS), representando a ocorrência de valores instantâneos de demanda superiores ao somatório dos montantes de reserva e de demanda previstos para cada dia do mês considerado. O cálculo de EENS é feito através da seguinte equação, para o sistema ou áreas de controle:

$$EENS_i = \sum_{i=1}^n DV_i - PAR_i - DP_i \quad (14)$$

onde:

- EENS_i - Montante de EENS referente ao dia “i”;
- DV_i - Demanda Máxima Verificada para o dia “i”;
- PAR_i - Parcela Aloçada de RPO para o dia “i”;
- DP_i - Demanda Prevista para o dia “i” (mensal);
- n - Número de dias úteis considerados no mês.

Valores verificados de demanda inferiores aos valores previstos são caracterizados como Saldos diários de Reserva, contabilizados de acordo com:

$$SALDO_i = \sum_{i=1}^n PAR_i + DP_i - DV_i \quad (15)$$

A Figura 1 apresenta os resultados obtidos para o sistema interligado Sul, Sudeste, Centro-Oeste, englobando as regiões Norte e Nordeste a partir do mês de abril. Outra forma de verificação destes resultados pode ser feita através do levantamento dos valores de Saldo de Reserva e EENS (vide Tabela 1).

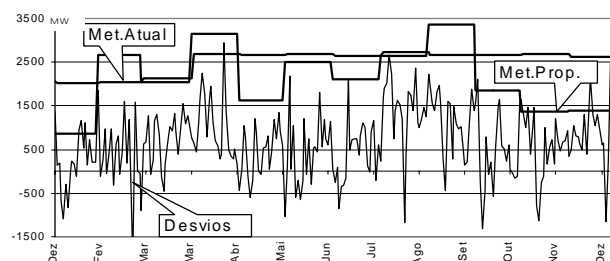


Figura 1 – RPO para o Sistema

Tabela 1 – EENS x Saldo - Sistema

	METODO ATUAL		METODO PROPOSTO	
	EENS (MW)	SALDO (MW)	EENS (MW)	SALDO (MW)
JAN	0	35482	1646	14048
FEV	0	35401	0	47944
MAR	0	31332	0	29448
ABR	249	38524	0	48203
MAI	0	46662	0	24835
JUN	0	47910	0	44270
JUL	0	49196	0	37578
AGO	0	28392	38	26177
SET	0	33899	0	48768
OUT	0	47109	243	30306
NOV	0	47009	193	18291
DEZ	199	40029	2307	13572
MÉDIA	37	40079	369	31953

As Figuras 2 a 9 apresentam os resultados da atividade de alocação entre áreas de controle, considerando as metodologias atual e proposta.

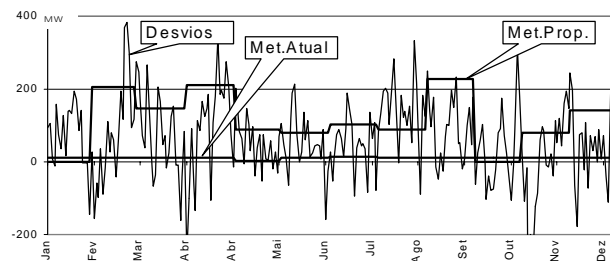


Figura 2 – Alocação da RPO – Área Rio Grande do Sul

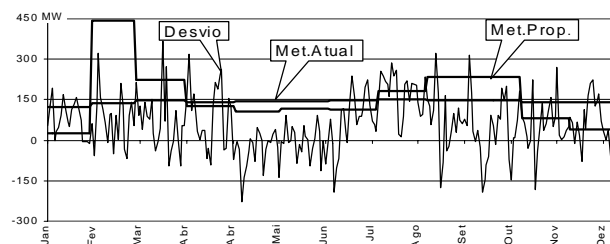


Figura 3 – Alocação da RPO – Área Paraná

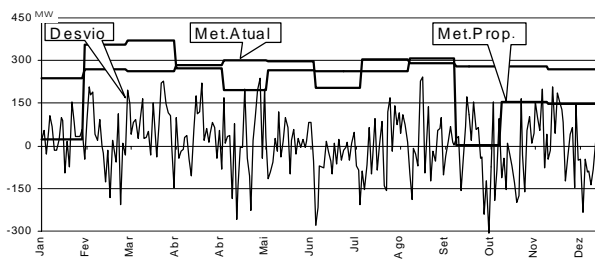


Figura 4 – Alocação da RPO – Área Minas Gerais

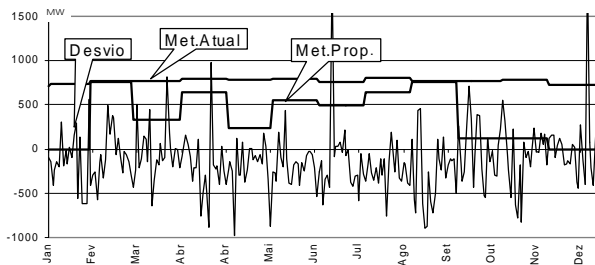


Figura 5 – Alocação da RPO – Área São Paulo

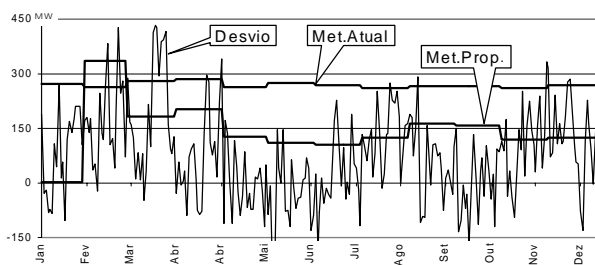


Figura 6 – Alocação da RPO – Área Sul

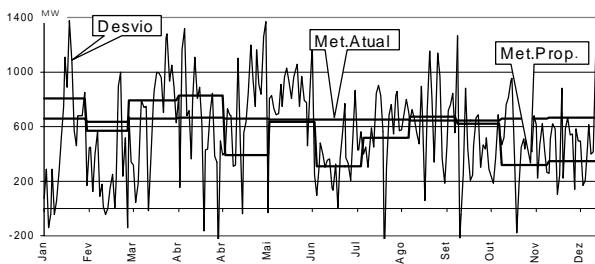


Figura 7 – Alocação da RPO – Área Sudeste

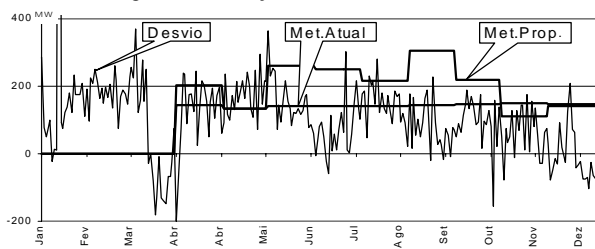


Figura 8 – Alocação da RPO – Área Norte

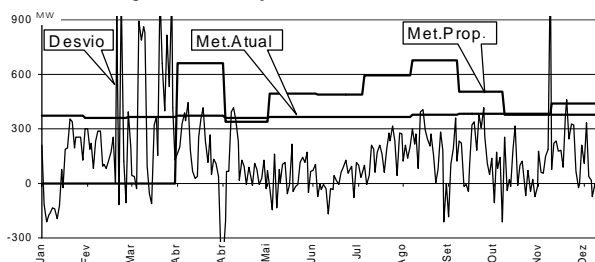


Figura 9 – Alocação da RPO – Área Nordeste

7.0 - CONCLUSÕES

Através de uma comparação visual entre a RPO calculada segundo metodologia proposta e os desvios verificados, pode-se afirmar que existe uma forte tendência de acompanhamento destes desvios a partir dos resultados obtidos. Valores de desvio superiores à RPO prevista caracterizam apenas um valor esperado de corte, com possibilidades de alterações nas manutenções, reprogramações, etc. Em termos de comparação entre as duas metodologias citadas, a atualmente utilizada e a proposta, verifica-se uma qualidade de atendimento superior por esta última em praticamente todo o período para o caso da RPO global, exceção feita aos meses de fevereiro e setembro.

Embora a EENS tenha apresentado um grande aumento em termos percentuais, o valor deste aumento em termos absolutos não chega a prejudicar intervenções na operação como manutenções, reprogramações, etc. *Por outro lado verifica-se uma discreta redução percentual dos saldos de reserva, mas que em termos absolutos apresentam uma grande economia de recursos.* Verifica-se também um atendimento satisfatório ao sistema e áreas de controle, apesar da utilização de um conjunto de dados ainda não totalmente validado, isto é, com a retirada de apenas erros grosseiros.

Em relação aos resultados referentes à alocação da RPO entre empresas, apresentados nas Figuras 2 a 9, observa-se que os mesmos devem ser interpretados com cautela. A primeira restrição se refere a inter-relação existente entre os resultados, citando como exemplo os resultados da metodologia atual para a área do Rio Grande do Sul, não apresentando um atendimento satisfatório para essa área e mascarando qualquer outra comparação em áreas distintas. Outra restrição, conforme mencionado anteriormente, é devida à qualidade dos dados utilizados, que além da necessidade de validação, sofreu ao longo dos últimos anos grande influência das alterações implementadas no setor elétrico como incentivos, privatizações, cisões e principalmente alterações na operação devido ao surgimento dos novos agentes.

AGRADECIMENTOS: Os autores agradecem o suporte do CNPq e Finep/Recope/Projeto 0626-96-SAGE.

REFERÊNCIAS

- [1] J W Marangon Lima, A A Gonçalves, *Metodologia para Cálculo e Alocação de Reserva de Potência Operativa*, 1993.
- [2] A A Gonçalves, M Th Schilling, M B Do Coutto Filho, J C F da Luz, E C Bezerra, *Cálculo da Reserva Girante em Ambiente Competitivo*, 1998.
- [3] A A Gonçalves, *Cálculo da Reserva Operativa Girante do Sistema Elétrico Brasileiro*, *Dissertação de Mestrado*, CAA/UFF, Agosto de 2000.