



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPL/13
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**AValiação DA CAPACIDADE DE ATENDIMENTO À PONTA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
UTILIZANDO MODELO DE SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS**

L.G.B. Marzano¹(*) F.R.S. Batista¹ M.E.P. Maceira^{1,2} A.C.G. Melo^{1,2} T.C. Justino¹ A. Ginaid³

¹CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

²UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

³UFF – Universidade Federal Fluminense

RESUMO

Neste trabalho é discutida a utilização de modelos de simulação a usinas individualizadas para avaliar a capacidade de atendimento à demanda máxima do sistema interligado nacional (sistema barra única). A potência disponível de cada usina hidrelétrica é definida adotando-se duas abordagens: (i) sempre assumindo a existência de água disponível para turbinamento da vazão associada ao engolimento máximo do conjunto turbina-gerador; e (ii) considerando que o volume disponível para o turbinamento é proveniente da defluência máxima das usinas de montante, da afluência incremental à usina, e da vazão associada ao volume que pode ser desestocado de seu reservatório.

PALAVRAS-CHAVE

Atendimento a Ponta, Potência Disponível, Modelo a Usinas Individualizadas, Planejamento da Expansão, Sistema Hidrotérmico.

1.0 - INTRODUÇÃO

A retomada do planejamento da expansão é um dos alicerces do atual modelo do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, tem sido publicado anualmente o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que entre seus resultados, apresenta um cronograma indicativo de expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas, o qual por sua vez subsidia o processo licitatório para garantir o abastecimento adequado ao crescimento projetado do mercado de energia.

A expansão da geração de energia elétrica deve ocorrer de forma sócio e ambientalmente sustentável, atendendo aos critérios de minimização dos custos de expansão e operação esperados e de segurança de suprimento. Com relação ao critério de segurança de suprimento, estabelece-se que o plano de expansão deve atender a igualdade entre os custos marginais de operação e o custo marginal de expansão, respeitado o risco de déficit médio anual de energia limitado a 5%. Adicionalmente, é avaliado o atendimento à demanda máxima prevista.

Nos estudos para elaboração dos Planos Decenais de Expansão de Energia utiliza-se o modelo NEWAVE [1], que realiza a simulação da operação do sistema considerando 2.000 cenários hidrológicos, desta forma avaliando o desempenho da operação hidrotérmica levando em conta de forma detalhada a estocasticidade das afluências. Vale ressaltar que este modelo adota a representação do sistema por meio de reservatórios equivalentes de energia, ou seja, o modelo agrega várias usinas hidrelétricas de uma mesma bacia hidrográfica (ou de bacias hidrográficas próximas com comportamento hidrológico similar) e as representa como uma grande usina equivalente. Para o horizonte decenal esta representação por reservatórios equivalentes é adequada para avaliar a capacidade de atendimento ao mercado sob o ponto de vista energético.

(*) Av. Horácio Macedo, 354 – Ilha do Fundão – CEP 21.941-911 Rio de Janeiro, RJ, Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6065 – Fax: (+55 21) 2598-6482 – Email: marzano@cepel.br

Para as análises de verificação da capacidade de atendimento à demanda máxima prevista, é necessário estimar a potência disponível de cada usina do sistema. Em sistemas com predominância hidroelétrica, como o Sistema Elétrico Brasileiro, a potência disponível de uma usina hidrelétrica é uma variável aleatória que depende do volume armazenado no reservatório da usina e também das vazões afluentes aos mesmos.

Nos últimos Planos Decenais de Expansão de Energia, a verificação do atendimento à demanda máxima prevista tem sido feita utilizando as informações fornecidas pelo modelo a reservatórios equivalentes que são diretamente extrapoladas para os reservatórios de cada usina hidrelétrica do sistema [2,3,4].

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é discutir a utilização de modelos de simulação a usinas individualizadas para avaliar a capacidade de atendimento à demanda máxima do sistema interligado nacional (sistema barra única). Desta forma, parâmetros como a altura de queda e o volume armazenado dos reservatórios são obtidos individualizadamente, sem a necessidade de extrapolação dos resultados obtidos pelo modelo a subsistemas equivalentes. Foram analisadas duas abordagens iniciais para o cálculo da potência disponível das usinas hidroelétricas. Na primeira abordagem calcula-se este parâmetro considerando o turbinamento da vazão associada ao engolimento máximo do conjunto turbina-gerador da usina. Na segunda abordagem, verifica-se a disponibilidade de água para tal, o que pode levar a valores inferiores ao da primeira abordagem.

2.0 - METODOLOGIA EM USO PARA VERIFICAÇÃO DO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

A verificação da capacidade da configuração hidrotérmica atender à demanda máxima é realizada através de um balanço de potência para todas as séries históricas de vazões. Neste balanço de potência, a forma de cálculo da potência disponível de cada usina depende do tipo da usina (para maiores detalhes vide [3,5]):

Usinas Hidrelétricas com Reservatório - A partir da simulação da operação do sistema para séries históricas de vazões com o modelo NEWAVE, obtém-se, para cada série e mês do horizonte de planejamento, o armazenamento dos reservatórios equivalentes de cada subsistema. Assume-se então que todos os reservatórios de um mesmo subsistema são operados em paralelo, ou seja, o armazenamento de cada reservatório equivalente (em percentual de sua capacidade máxima de armazenamento) é diretamente extrapolado para os reservatórios das usinas hidrelétricas localizadas naquele subsistema. De posse do volume armazenado da usina, calcula-se sua cota de montante através do polinômio cota-volume, que é abatida da cota do canal de fuga, resultando na queda líquida da usina. De posse da queda líquida da usina em cada mês e série hidrológica, calcula-se o correspondente valor de potência disponível (devidamente descontado dos valores relativos às indisponibilidades forçada e programada).

Usinas Hidrelétricas com Forte Sazonalidade – Neste grupo estão incluídos os novos empreendimentos de geração localizados na região Norte, ou seja, as usinas do Madeira (subsistema Acre/Rondônia), de Belo Monte (subsistema Belo Monte) e do subsistema Teles Pires/Tapajós. Para cada série histórica de vazões e mês do horizonte de planejamento, a potência disponível é aquela associada à geração total do subsistema no patamar de carga pesada.

Usinas Hidrelétricas a Fio D'água – Como para tais usinas, nos estudos de longo prazo, não são consideradas variações de altura de queda, a potência disponível é dada pela própria potência instalada da usina abatida da taxa de indisponibilidade forçada e do índice de indisponibilidade programada.

Pequenas Usinas (não despachadas centralizadamente) – A potência disponível é dada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal de sua geração.

Usinas Termelétricas - A potência disponível é dada pela potência instalada da usina térmica multiplicada pelo fator de capacidade máximo, e abatida da taxa de indisponibilidade forçada e do índice de indisponibilidade programada.

A análise efetuada é feita em duas fases: balanço barra única e balanço multiárea. No balanço barra única é assumido que não há limitação para a transferência de potência entre os subsistemas, ou seja, a potência total disponível do sistema interligado nacional (SIN) é comparada com a demanda máxima instantânea coincidente do SIN. No balanço multiárea o balanço de potência é feito em cada região e, caso hajam regiões deficitárias de potência, é avaliada a possibilidade da região deficitária importar potência de regiões supratárias através das interligações entre os subsistemas.

As curvas de permanência do balanço de potência para cada ano do horizonte de planejamento, considerando a análise barra única, são apresentadas na Figura 1 (extraída do documento do PDE 2020¹). Como destacado no documento do PDE, a oferta total de potência disponível é, na pior das hipóteses, 7.900 MW maior que a demanda máxima coincidente do SIN. Ou seja, desconsiderando as restrições de capacidade de intercâmbio de potência

¹ Os estudos com o modelo a usinas individualizadas descritos neste trabalho adotaram a configuração do PDE 2020.

entre subsistemas, o parque gerador teria capacidade de atender à demanda máxima em todo o horizonte de planejamento.

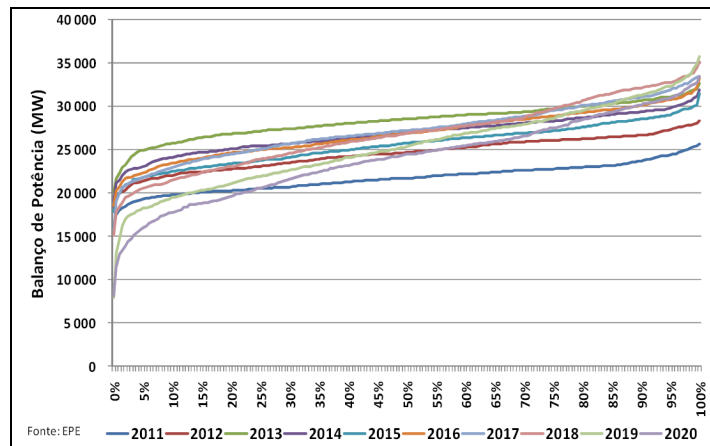


Figura 1 – Curva de Permanência do Balanço de Potência Barra Única Extraída do PDE 2020

Como o foco deste trabalho é na análise barra única, os resultados multiárea descritos no PDE não serão apresentados neste trabalho.

3.0 - MODELO SUISHI

Um dos objetivos do planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é determinar uma operação estratégica que, para cada período do planejamento, produza metas de geração para as usinas do sistema de forma a minimizar o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento. Neste contexto, sabe-se que o modelo NEWAVE é utilizado na etapa de planejamento energético de médio prazo do SIN. Entretanto, uma vez que os resultados do modelo NEWAVE são determinados a subsistemas equivalentes de energia, pode ser necessária a obtenção de metas de geração individualizadas para as usinas hidrelétricas ao longo do horizonte de planejamento. Neste contexto, o modelo SUISHI [6], desenvolvido pelo CEPEL, pode ser caracterizado como um modelo de simulação a usinas hidrelétricas individualizadas que operam em um sistema hidrotérmico interligado, tal como o sistema brasileiro.

O processo de solução do modelo SUISHI é dividido em duas etapas: a primeira é a etapa de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas, e a segunda é a etapa de simulação a usinas hidrelétricas individualizadas. A rigor, o problema resolvido na primeira etapa de solução equivale ao problema resolvido pelo modelo NEWAVE durante a simulação final da operação do sistema. Nesta etapa, o objetivo do modelo SUISHI é definir metas de geração hidráulica e térmica para cada subsistema equivalente, mediante a solução de um problema de programação linear. Assim como no modelo NEWAVE, tal problema tem como objetivo a minimização da soma do custo presente com o custo futuro, sujeito a determinadas restrições, tais como as de balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima e à função de custo futuro proveniente do modelo NEWAVE.

Na segunda etapa do processo de solução, as metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes servem para alimentar o módulo de simulação a usinas individualizadas do modelo SUISHI. O objetivo desta etapa é alocar as metas de geração hidráulica de cada subsistema entre as suas respectivas usinas hidrelétricas através da reprodução de heurísticas operativas, procedimento que é chamado de simulação da operação. Esta simulação é feita segundo uma política de operação, cujas principais características são:

1. baseia-se em prioridades (automática ou definida pelo usuário) e faixas operativas (definidas pelo usuário);
2. procura-se manter todos os reservatórios do sistema, tanto quanto possível, dentro de uma mesma faixa de operação;
3. leva-se em consideração o efeito do deplecionamento de um reservatório em reservatórios a jusante;
4. procura-se manter livre a faixa superior dos reservatórios para aumentar a capacidade de armazenamento do excesso de afluentes durante o período molhado, minimizando-se os vertimentos e as inundações a jusante;
5. procura-se manter cheia a faixa inferior dos reservatórios para evitar uma excessiva perda de potência no sistema devido à redução das alturas de queda líquida.

Ao final da etapa de simulação, duas distintas situações podem ser observadas:

- o atendimento das metas de geração hidráulica provenientes da etapa de otimização do modelo SUIISHI. Neste caso o modelo passa para o próximo estágio;
- o não atendimento das metas de geração hidráulica ocasionado por um déficit ou um excesso na soma da geração hidráulica individualizada. Nestes casos, o modelo SUIISHI irá realimentar a primeira etapa do processo (otimização do balanço hidrotérmico) procurando redefinir a meta de geração hidráulica máxima (em caso de déficit de geração) ou de energia armazenada máxima (em caso de excesso de geração) de tal forma que as metas de geração hidráulica a subsistemas equivalentes possam ser atendidas na segunda etapa do processo de solução.

Uma representação esquemática do processo de solução do modelo SUIISHI é apresentada na Figura 2.

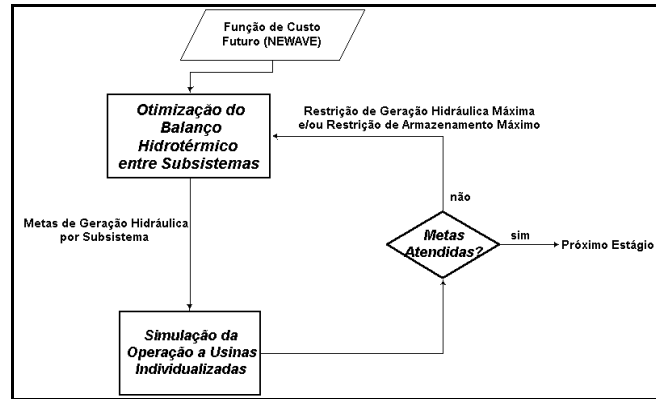


Figura 2 – Representação Esquemática do Processo de Solução do Modelo SUIISHI

Para avaliar a capacidade de atendimento à demanda máxima do sistema interligado nacional, é necessária a determinação da potência disponível das usinas hidroelétricas em cada estágio de solução do problema de planejamento. No modelo SUIISHI, duas abordagens estão disponíveis para a determinação deste parâmetro, sendo ambas empregadas neste trabalho:

Abordagem 1 – Nesta abordagem, a potência disponível de cada usina hidroelétrica do sistema é calculada da seguinte forma:

$$\text{Potência Disponível (MW)} = Q_{\text{MAX}} \text{ (m}^3/\text{s)} * \text{Altura de Queda Líquida (m)} * \text{Produtibilidade Específica (MW/m}^3/\text{s/m)}$$

onde Q_{MAX} representa o valor do engolimento máximo do conjunto turbina-gerador de uma determinada usina hidroelétrica.

Cabe observar que esta abordagem parte da premissa que a água disponível no sistema de reservatórios de uma bacia é suficiente para que todas as suas usinas possam turbinar, durante os períodos de carga pesada, a vazão associada aos seus respectivos engolimentos máximos. Uma alternativa seria verificar se tal premissa é verdadeira, o que é particularmente importante nas usinas hidroelétricas localizadas em bacias com forte sazonalidade das aflúências, e com pouca ou nenhuma capacidade de regularização, tais como as novas usinas da região Norte.

Abordagem 2 – Nesta abordagem, para um dado estágio de solução do problema, a potência disponível da usina é determinada considerando que a quantidade de água disponível para o turbinamento ($Q_{\text{TUR_MAX}}$) é proveniente da vazão máxima defluente das usinas de montante, pela aflúência incremental à própria usina, e pelo volume de água armazenado no seu reservatório que pode ser desestocado. Note que $Q_{\text{TUR_MAX}}$ é determinado em valores médios mensais, ou seja, na mesma discretização temporal do modelo SUIISHI. Desta forma, a quantidade de água disponível para o turbinamento no patamar de carga pesada ($Q_{\text{TUR_MAX_P}}$) pode ser definida como:

$$Q_{\text{TUR_MAX_P}} = (Q_{\text{TUR_MAX}} - Q_{\text{TUR}} * (1 - \text{duração}_{\text{pesada}})) / \text{duração}_{\text{pesada}}$$

onde Q_{TUR} representa a vazão média mensal turbinada por uma determinada usina, a qual é determinada pelo módulo de simulação do modelo SUIISHI, e $\text{duração}_{\text{pesada}}$ representa a duração do patamar de carga pesada.

Limitando a vazão turbinada para atendimento da demanda máxima ao engolimento máximo do conjunto turbina-gerador da usina, define-se $Q_{\text{MAX_Final}}$ como:

$$Q_{\text{MAX_Final}} = \text{Mínimo}(Q_{\text{MAX}}; Q_{\text{TUR_MAX_P}})$$

Sendo assim, tem-se que:

$$\text{Potência Disponível (MW)} = Q_{\text{MAX_Final}} \text{ (m}^3/\text{s)} * \text{Altura de Queda Líquida (m)} * \text{Produtibilidade Específica (MW/m}^3/\text{s/m)}$$

Cabe observar que, devido ao regime hidrológico diferenciado entre as bacias de um dado subsistema, além das restrições de operação das usinas hidroelétricas individualizadas, é possível que a premissa adotada na abordagem 1 se mostre mais otimista em relação à abordagem 2.

4.0 - RESULTADOS NUMÉRICOS

4.1 Modelos Adotados

Neste trabalho foram utilizados os modelos NEWAVE versão 17.0 [1] e SUISHI versão 8.0 [6].

4.2 Potências Disponíveis Calculadas pelo SUISHI

As potências disponíveis das usinas, tanto pela abordagem 1 quanto pela abordagem 2, foram calculadas pelo modelo SUISHI para todas as séries históricas de vazões e para todo o horizonte de planejamento. Na Figura 3 são apresentadas as evoluções temporais das potências disponíveis das usinas hidrelétricas (valores médios para todas as séries históricas), separadas por tipo segundo a mesma classificação adotada no PDE.

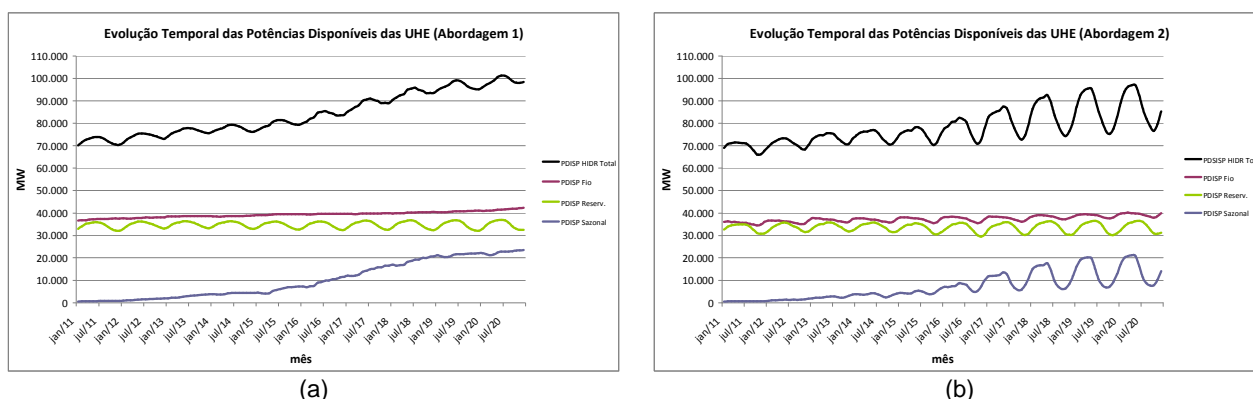


Figura 3 – Valores Médios para as Usinas Hidrelétricas: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

As usinas hidrelétricas com forte sazonalidade incluem os novos empreendimentos de geração localizados na região Norte, região na qual o regime hidrológico é bastante reduzido nos meses entre julho e novembro. As curvas de permanência das potências disponíveis destas usinas, obtidas com as abordagens 1 e 2, são apresentadas na Figura 4. A curva de cada ano considera os valores de todos os meses do ano para todas as séries históricas de vazões.

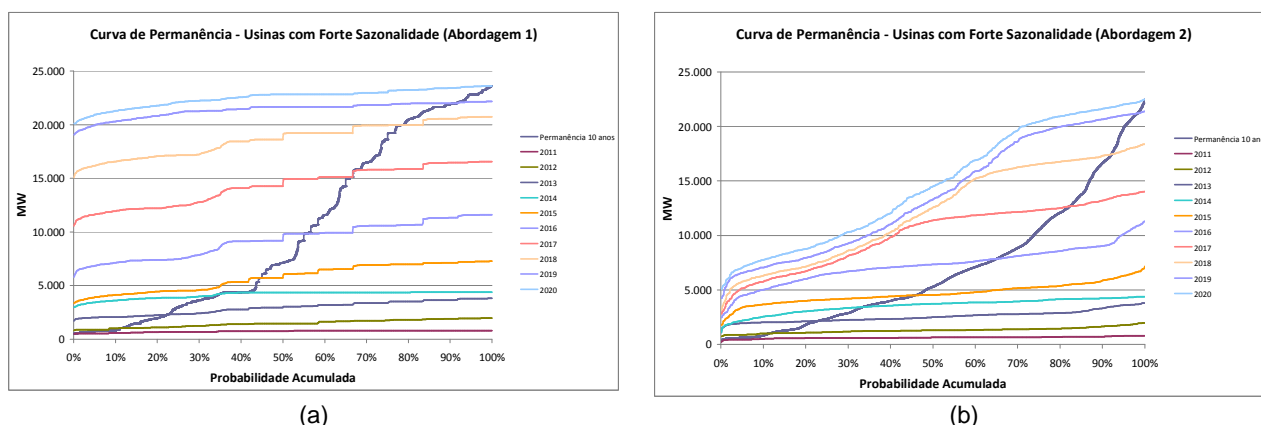


Figura 4 – Curvas de Permanência para as UHE com Forte Sazonalidade: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

Da Figura 3 verifica-se que a potência disponível das usinas com forte sazonalidade calculada pela abordagem 1 não consegue capturar a sazonalidade do regime hidrológico, uma vez que nela é assumido turbinamento da vazão associada ao engolimento máximo do conjunto turbina-gerador. O fato da abordagem 1 não capturar a forte sazonalidade das vazões resulta em variabilidades anuais muito baixas para os valores de potência disponível quando comparada com as obtidas com a abordagem 2, conforme ilustrado na Figura 4. Por exemplo, para o ano de 2020 o menor valor de potência disponível obtido pela abordagem 1 é de 20.089 MW, enquanto que com a abordagem 2 este valor é igual a 5.027 MW.

As curvas de permanência das potências disponíveis das usinas com reservatório e das usinas a fio d'água são apresentadas nas Figuras 5 e 6, respectivamente.

Da Figura 3 verifica-se também que as duas abordagens para cálculo da potência disponível das usinas com reservatório resultam no mesmo padrão sazonal. Entretanto, nota-se que a abordagem 2 resulta em valores inferiores aos obtidos pela abordagem 1, uma vez que aquela considera a possibilidade de que a vazão associada ao engolimento máximo da usina não seja atingida. Esta característica também resulta em maiores variabilidades anuais, tal como observado na Figura 5. Para o ano de 2020 o menor valor de potência disponível obtido pela abordagem 1 é de 29.606 MW, enquanto que a obtida pela abordagem 2 é igual a 20.016 MW.

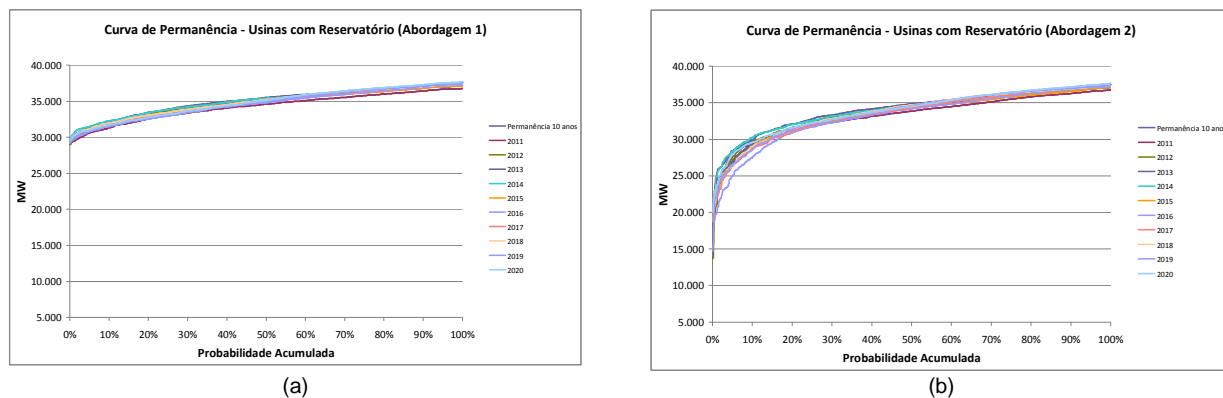


Figura 5 – Curvas de Permanência para as UHE com Reservatório: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

Ainda na Figura 3, observa-se que a potência disponível das usinas fio d'água, calculada pela abordagem 2, segue um padrão sazonal. Este fato se deve a esta abordagem considerar a sazonalidade do regime hidrológico. A abordagem 2 também resulta em uma maior variabilidade anual de valores de potência disponível (vide Figura 6). Para o ano de 2020 o menor valor de potência disponível obtido pela abordagem 1 é de 39.736 MW, enquanto que a obtida pela abordagem 2 é igual a 31.207 MW.

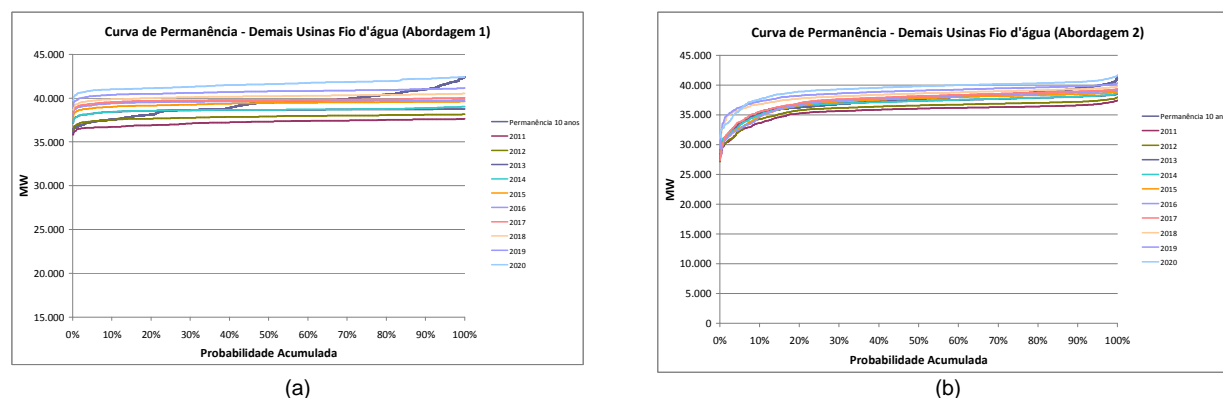


Figura 6 – Curvas de Permanência para as UHE Fio D'água: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

Para as usinas térmicas e as pequenas usinas não despachadas centralizadamente, o tratamento dado é similar aquele descrito no PDE 2020. As evoluções temporais das potências disponíveis destas fontes são apresentadas na Figura 7.

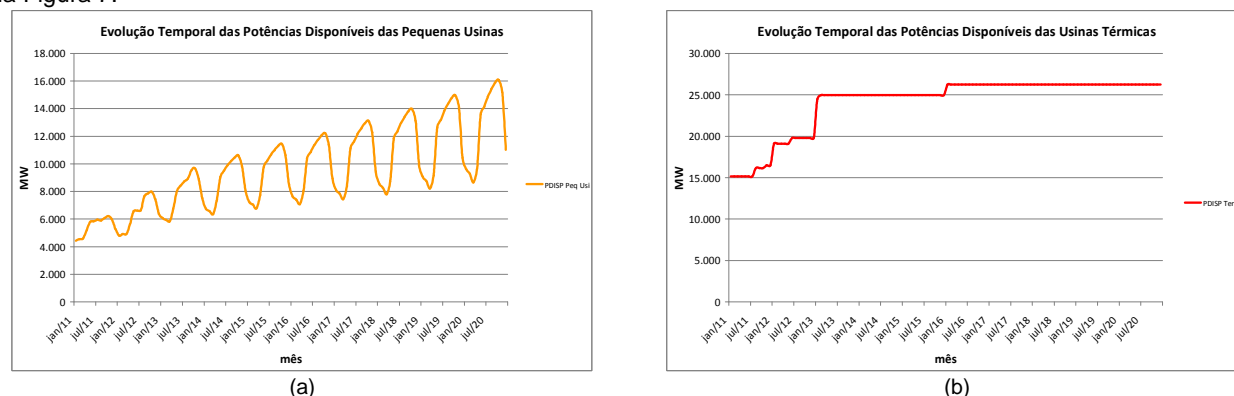


Figura 7 – Valores Médios para as Pequenas Usinas (a) e Usinas Térmicas (b)

4.3 Balanço de Potência

O balanço de potência, para cada mês e série do histórico de vazões, é dado pela diferença entre a soma das potências disponíveis de todas as fontes de geração (descritas na seção 4.2) e a demanda máxima a ser atendida. A demanda máxima foi calculada com base em informações descritas na referência [7]. Na Figura 8 são apresentados a potência disponível do SIN, a demanda máxima a ser atendida e o balanço de potência, em termos de valores médios de todas as séries históricas, obtidos adotando-se as abordagens 1 e 2 para o cálculo das potências disponíveis. Verifica-se que a avaliação em termos médios indica sobra de potência ao longo de todo o horizonte de planejamento. Apesar da sazonalidade dos resultados da abordagem 1, que entre os meses de dezembro e abril apresenta redução da sobra de potência, esta abordagem mostra uma tendência de aumento da sobra ao longo do horizonte de planejamento. Já os resultados da abordagem 2 indicam uma tendência de redução da sobra ao longo do horizonte, devido à maior captura da sazonalidade advinda da expansão de usinas hidroelétricas na região Norte.

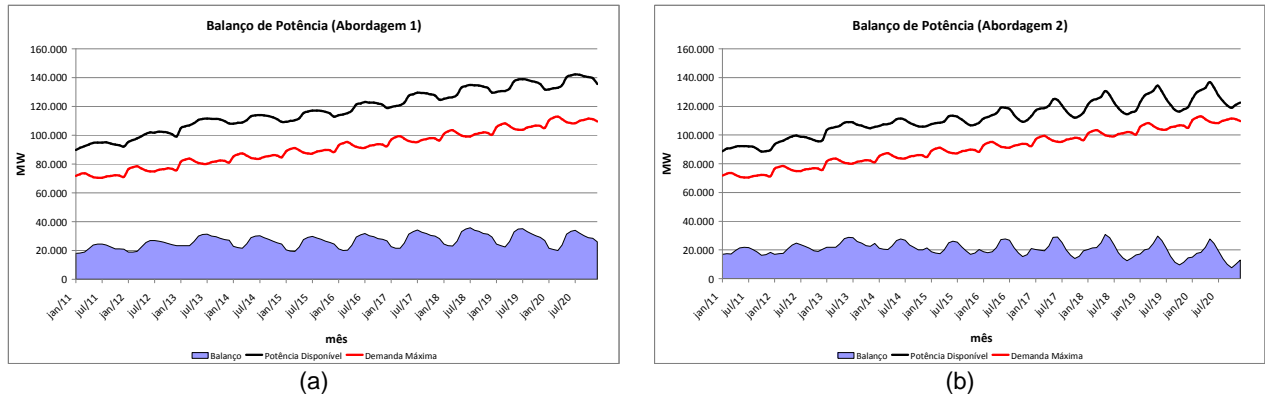


Figura 8 – Valores Médios para os Balanços de Potência: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

Na Figura 9 são apresentadas as curvas de permanência dos balanços de potência obtidos com as abordagens 1 e 2.

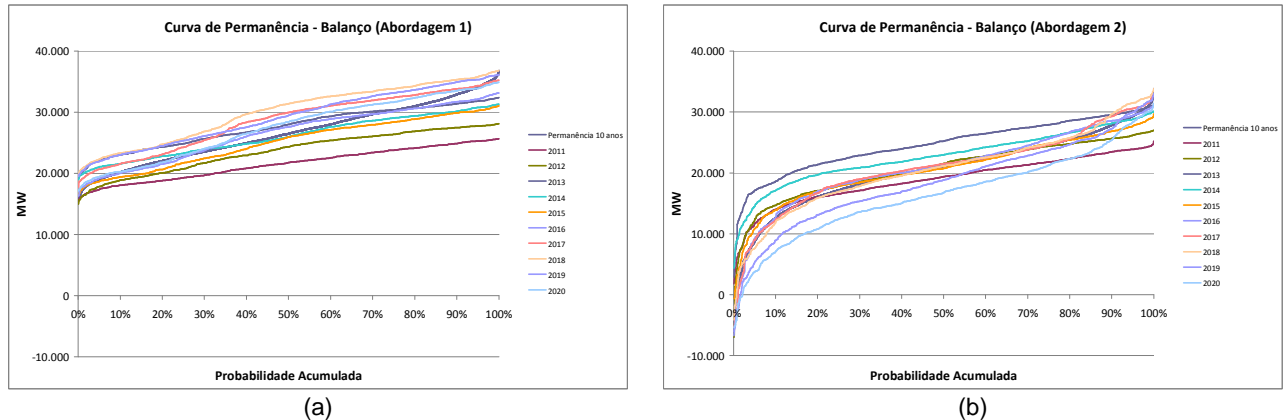


Figura 9 – Curvas de Permanência para os Balanços de Potência: (a) Abordagem 1 e (b) Abordagem 2

Verifica-se que com a abordagem 1, há sobra de potência em todo o horizonte de planejamento para todas as séries históricas de vazões. O menor valor de reserva de potência é de 14.992 MW, que ocorre em fevereiro de 2012 para a série de vazões de 1953. Para o ano de 2020, o menor valor de reserva é de 17.125 MW, associado ao mês de março de 2020 para a série de vazões de 2005. Já para a abordagem 2, embora a avaliação em termos médios indique sobra de potência ao longo de todo o horizonte, constata-se da Figura 9(b) que existem séries hidrológicas que podem levar a déficits de potência.

5.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo discutir a utilização de modelos de simulação a usinas individualizadas, segundo uma análise barra única, para avaliar a capacidade de atendimento à demanda máxima do sistema interligado nacional. Duas abordagens para o cálculo da potência disponível das usinas hidroelétricas foram consideradas. Na primeira calculou-se este parâmetro considerando o turbinamento da vazão associada ao engolimento máximo do conjunto turbina-gerador da usina. Na segunda abordagem, verificou-se a disponibilidade de água no sistema

durante o período de carga pesada. Os resultados obtidos mostraram que as potências disponíveis calculadas pela segunda abordagem levam a resultados mais conservadores, devido à consideração de forma mais adequada da sazonalidade das afluições em bacias com pouca ou nenhuma capacidade de regularização. Nestes casos, a hipótese (abordagem 1) de que sempre existirá água disponível nas usinas para atender a demanda máxima pode ser muito otimista.

Independente da abordagem adotada, o balanço de potência indicou, em termos médios, sobra de potência ao longo de todo o horizonte de planejamento. Entretanto, enquanto a abordagem 1 mostrou tendência de aumento, os resultados da abordagem 2 indicaram uma tendência de redução da sobra de potência ao longo do horizonte de planejamento.

Os resultados obtidos evidenciaram a importância de se considerar um modelo de simulação a usinas individualizadas na avaliação do balanço de potência do sistema interligado brasileiro. Em particular, a utilização do modelo SUISHI mostrou-se vantajosa por se tratar de um modelo de simulação mas, também, de um modelo de otimização, acoplando-se à função de custo futuro do modelo NEWAVE a fim de decidir o montante da demanda que será atendido pelo parque hidroelétrico e pelo parque termelétrico.

Assim, sugere-se o aprimoramento das abordagens apresentadas neste trabalho com o intuito de se definir uma metodologia para determinação da capacidade de atendimento a demanda máxima do sistema hidrotérmico brasileiro, com base em modelos de simulação a usinas individualizadas. Adicionalmente, esta metodologia pode agregar o uso de um modelo de avaliação de confiabilidade de sistemas hidrotérmicos interligados, tais como, o modelo CONFINTE [8], que permite calcular índices de confiabilidade, por exemplo, a probabilidade de perda de carga, o número esperado de horas de déficit de potência e o valor esperado da potência não suprida, entre outros.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, "Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program," 16th PSCC Proceedings, Glasgow, Scotland, 2008.
- [2] Ministério de Minas e Energia (MME) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2019", Abril de 2010.
- [3] Ministério de Minas e Energia (MME) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2020", Novembro de 2011.
- [4] Ministério de Minas e Energia (MME) / Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia 2021", Janeiro de 2013.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Metodologia para Análise de Atendimento a Demanda Máxima – PDE 2020", Relatório nº EPE-DEE-RE-092/11-r0, outubro de 2011.
- [6] F.R.S. Batista, M.E.P. Maceira, A.L.M. Marcato, V.S. Duarte, "Levantamento das Diferenças Numéricas e Metodológicas entre os Modelos SUISHI e NEWAVE", XX SNTPEE, Recife, 2009.
- [7] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 Anos (2011-2020)", Nota Técnica DEA 03/11, Fevereiro de 2011.
- [8] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), "Modelo para Análise de Confiabilidade de Sistemas Hidrotérmicos Interligados - CONFINTE versão 3.17 – Manual de Referência", Relatório Técnico DEA nº 53032, 2006.