



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN considerando Patamares de Carga

**SAULO RIBEIRO SILVA(1); DAN ABENSUR GANDELMAN(2); JORGE TRINKENREICH(3);
EPE(1);EPE(2);EPE(3);**

RESUMO

Este informe apresenta os principais aspectos do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seus estudos de planejamento da expansão da geração. O principal aprimoramento no modelo, que foi utilizado nos estudos do PDE 2027 (1), é a representação da carga em patamares, o que permite uma avaliação mais coerente da adequabilidade das fontes de geração com o comportamento da carga. São abordadas as formas de representação das fontes de geração no modelo, suas principais restrições e a representação das incertezas no modelo.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão, Geração, Otimização, Programação Inteira-Mista

1.0 - INTRODUÇÃO

Novos investimentos em geração de energia elétrica são necessários à medida que sua demanda evolui constantemente. Planejar a expansão do setor elétrico é encontrar uma solução de compromisso entre dois objetivos conflitantes (2). Um dos objetivos do planejamento é se obter a modicidade tarifária, ou seja, obter o custo mais baixo possível da energia elétrica para o consumidor final. Por outro lado, este objetivo é conflitante com o de atender a demanda com qualidade e segurança¹.

O planejamento da expansão do sistema tem como alguns de seus objetivos auxiliar a formulação de políticas públicas, estabelecer referências e diretrizes, indicativas ou normativas para os agentes atuantes na indústria de energia. Pode-se realizar o planejamento para anos ou décadas a frente, visando determinar uma estratégia de investimento em geração, cujos potenciais e atributos variam de acordo com a tecnologia (hidrelétricas, termelétricas, eólicas, fotovoltaicas, etc.) e transmissão, nos casos de planejamento conjunto. Todo este planejamento deve ser feito observando-se as condições de atendimento ao mercado consumidor, assim como aos critérios e condições de confiabilidade.

O planejamento de longo prazo envolve muitas variáveis, e muitas delas possuem um grande nível de incerteza, principalmente em sistemas considerados hidrotérmicos, como é o caso do sistema brasileiro, onde deseja-se minimizar os custos de geração de energia elétrica considerando a operação de usinas hidrelétricas e

¹ Como definido na Lei 9.478/97, em alteração feita pela Lei 10.848/04, a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico deve ser assegurada no planejamento de curto, médio e longo prazo.

termelétricas. Este grande número de variáveis e incertezas (demanda, afluências, preços de combustíveis, etc.) afetam de maneira exponencial a quantidade de possibilidades de planejamento para o longo prazo (3), pois para cada possível cenário de cada variável considerada, tem-se uma solução de menor custo distinta. Modelos computacionais para auxiliar a tomada de decisão do planejador vêm sendo desenvolvidos ao longo dos anos para a realização de estudo de planejamento de longo prazo tanto para sistemas de geração, como para sistemas de transmissão.

Diversas abordagens de modelagem foram feitas ao longo das décadas com o intuito de se representar adequadamente o problema de planejamento da expansão. Em relação à modelagem, os primeiros modelos desenvolvidos eram em sua maioria determinísticos, devido principalmente à escassez de recursos computacionais adequados. Atualmente, os modelos mais utilizados ao redor do mundo permitem lidar com incertezas.

Com o advento da geração de energia renovável, principalmente eólica e solar, novas abordagens têm sido adotadas no planejamento, buscando mitigar os efeitos da variabilidade e imprevisibilidade destas fontes e uma expansão mais adequada. Modelos computacionais utilizados para auxiliar a tomada de decisão em problemas de planejamento, passam, dessa forma, a necessitar a representação correta dessas fontes de geração e outras tecnologias como baterias em seus equacionamentos para que possam ser utilizados com maior confiança no design de planos de expansão para o futuro.

Desde o PDE 2026 (4) a EPE adotou um Modelo de Decisão de Investimento (MDI) para o planejamento da expansão, e para o ciclo do PDE 2027 o MDI foi aprimorado. A principal modificação em relação ao apresentado em (2) é a consideração de discretização por patamares de carga. Este informe técnico tem por objetivo revisar o modelo matemático da metodologia aplicada no MDI para os estudos do PDE 2027 (1).

2.0 - ASPECTOS DO MODELO

Há uma rica bibliografia de modelos para a expansão do setor elétrico brasileiro, que inicia-se com (5), com o DESELP – Determinação da Expansão do Sistema Elétrico em Longo Prazo. Além do DESELP, vale mencionar o MODPIN, cuja sigla significa Modelo de Expansão sobre Incerteza, desenvolvido pelo CEPEL. O artigo de (6) descreve a metodologia deste modelo. O OPTGEN é o modelo desenvolvido pela consultoria PSR para o problema de expansão do setor elétrico. Este modelo está sendo aplicado a uma diversa gama de países, como por exemplo, países dos Balcãs (7). No início da década passada, (8) propôs outra metodologia, na qual se baseou o MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) descrito por (9). Outros trabalhos inovadores incluem: (3), (10), (11) e (12), conforme relata (2). Muitas das técnicas e premissas utilizadas no MDI podem ser encontradas em alguns destes trabalhos.

O MDI, assim como a maioria das referências acima citadas, busca a minimização do valor esperado do custo total de expansão, composto pela soma do custo de investimento com o custo de operação, ao longo do tempo.

No MDI, o sistema de geração é composto de usinas existentes, contratadas, e projetos candidatos para expansão. Cada subsistema possui uma projeção de demanda de energia (demanda média mensal) e potência (demanda máxima instantânea). O sistema de transmissão é representado por interligações ligando os diversos subsistemas (grafo capacitado), onde cada interligação possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo unitário de ampliação.

As usinas são representadas individualmente e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia por patamar de carga e capacidade. A aleatoriedade das vazões naturais para a representação das usinas hidrelétricas é representada através da construção de cenários de energia produzida por cada usina hidrelétrica, associados a uma determinada probabilidade de ocorrência.

O atendimento a demanda máxima e a reserva de potência é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração para o período em questão, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda máxima instantânea do mês acrescida de uma folga a título de reserva operativa. A metodologia detalhada para a contribuição de potência de cada fonte é apresentada em (13).

Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termelétricas por patamar de carga, são computados pelo valor esperados dos despachos de cada cenário ponderados pela respectiva probabilidade.

O problema de decisão de investimento é um problema inteiro, enquanto que o problema de despacho da geração é um problema contínuo. O problema de expansão é construído utilizando o pacote em código aberto PYOMO e então resolvido através de técnicas de programação inteira mista utilizando o solver IBM ILOG CPLEX. O Anexo A de (14) traz um tutorial para a modelagem e otimização de problemas de programação linear utilizando o PYOMO.

1.1 Representação em patamares de carga

A principal modificação introduzida no MDI em relação à versão utilizada nos estudos do PDE 2026 (4) é a representação da demanda em patamares de carga. A Figura 1 ilustra esta representação em 4 patamares. Pode ser feita a representação em qualquer número de patamares de carga, desde que sejam fornecidos os dados necessários. Quanto maior o número de patamares, maior será o esforço computacional necessário.

A introdução desta representação implica em uma restrição de atendimento à demanda de energia para cada patamar. Cada um dos patamares de carga tem um valor de duração e profundidade (em relação à carga média) associado. O somatório do produto entre as durações e profundidades deve ser obrigatoriamente igual a 1, visando manter a demanda média mensal inalterada.

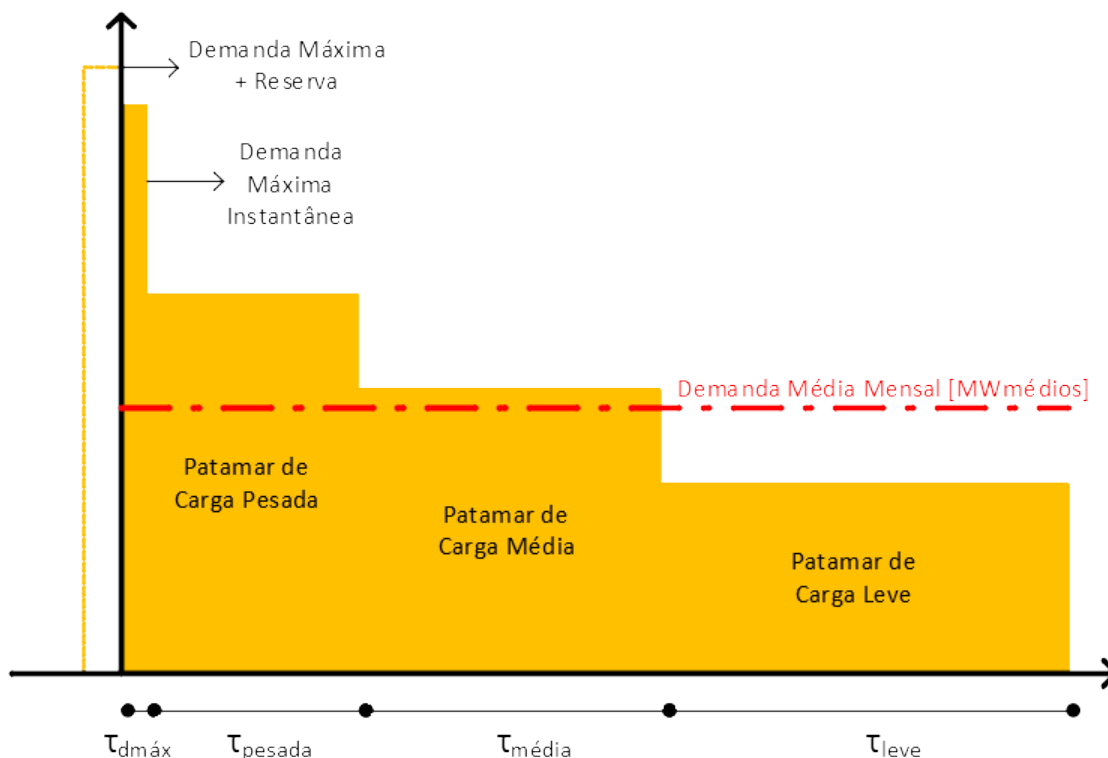


FIGURA 1 – Representação da demanda em 4 patamares de carga

A grande vantagem da adoção desta representação é uma avaliação mais coerente da adequabilidade das fontes de geração com o comportamento da carga. Fontes com perfil de geração mais próximo ao perfil de carga tendem a ser mais competitivas em relação às outras. Para isso foi necessário estimar a contribuição média de fontes não despachadas para cada um dos patamares de carga.

Adicionalmente aos patamares de carga, o modelo considera uma restrição de capacidade, que atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) ao patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. No atendimento a esta restrição, não incorrem custos variáveis e a contribuição das fontes renováveis é a mesma da demanda máxima instantânea. Entretanto, a penalidade de não atendimento à restrição de capacidade é bastante superior quando comparado ao não atendimento para energia.

2.1 Custos de investimento e operação

No Brasil, o financiamento da maior parte da expansão do parque gerador é suportado através de contratos de longo prazo para o fornecimento de energia. Nestes contratos a energia é contratada de 20 a 30 anos, dependendo da fonte. O custo de investimento foi dividido em parcelas mensais, que inclui também os custos de O&M, encargos, e remunera custo de capital, inclusive o custo durante a construção. Esta abordagem de parcelamento do custo fixo resolve o problema da amortização do custo fixo em um período além do considerado no planejamento.

O custo de operação no problema é dado pela soma do custo da geração térmica, tanto de usinas existentes como de usinas térmicas novas, e da penalidade por déficit de energia.

2.2 Representação das fontes de geração de energia

2.2.1 Usinas hidrelétricas

A geração de energia das usinas hidrelétricas é representada no MDI de maneira simplificada através de séries de geração de energia e potência disponível para cada mês do horizonte de estudo. Os trabalhos de (8) e (9) obtiveram os cenários de geração das usinas hidrelétricas de simulações para cálculo de energia firme do sistema puramente hidrelétrico. De certo modo, este tipo de simulação simplifica a representação do sistema, muito embora tem sido tradicionalmente adotada oficialmente em certas aplicações, na qual se destaca a repartição do bloco hidráulico em cálculos e revisões de garantia física de usinas hidrelétricas. Neste caso, existe a garantia de que o bloco total teria sido calculado por uma simulação hidrotérmica, com todos os mecanismos e parâmetros mais atuais possíveis: aversão a risco pela medida CVaR, função de custo de déficit, representação das fontes renováveis, entre outras.

Para o presente trabalho, a simples adoção da simulação para cálculo de energia, na geração de cenários, não permite que seja considerado qualquer uma dessas relevantes características do sistema (aversão a risco, custo de déficit, geração térmica e fontes renováveis). Portanto, de forma a aprimorar a representação do sistema, propôs-se adotar, em substituição à simulação para cálculo de energia firme, a simulação hidrotérmica do sistema com o modelo SUSHI (17) (simulador a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados).

Adicionalmente, foi calculada a máxima potência hidrelétrica disponível para o patamar de demanda máxima instantânea considerando que todo o recurso hídrico utilizado no mês pode ser deslocado para o patamar de ponta desde que nos outros patamares haja recurso hídrico suficiente para garantir, pelo menos, o turbinamento da vazão mínima. Em outras palavras, o objetivo é modular a geração hidráulica mensal por usina, maximizando a geração na ponta e não permitindo que a geração fora da ponta resulte em defluência menor que a restrição de vazão mínima (13).

A definição das séries hidrológicas do presente trabalho adotou o seguinte procedimento:

1. Definir uma oferta de referência, na qual são consideradas plenamente motorizadas todas as usinas hidrelétricas candidatas a expansão. Além destas deve-se considerar um conjunto de usinas termelétricas e renováveis existentes, concedidas ou licitadas;
2. Realizar simulações estáticas da configuração de referência com o modelo NEWAVE, variando-se o mercado de energia a ser atendido, até que o CMO médio anual se igual ao CME ;
3. Simular o caso convergido no modo de simulação hidrotérmica do modelo SUSHI , utilizando séries históricas de vazões;
4. A partir da última simulação obtém-se as séries de produção hidrelétrica para cada usina individualmente.

O procedimento descrito acima gerou 70 séries hidrológicas. No entanto, para permitir uma boa representação estatística sem onerar o tempo computacional, foi escolhido um subconjunto de dez séries. A escolha metodologia para a escolha desse subconjunto foi feita a partir do método descrito em (15). As séries de energia e potência disponível para cada usina são dados de entrada do modelo, que decide a melhor distribuição desta energia entre os patamares de carga, respeitando os limites mínimo e máximo.

2.2.2 Usinas termelétricas

A representação das usinas termelétricas no MDI é feita de forma que o modelo decida para cada usina seu despacho em cada patamar de carga de cada período de estudo, respeitando os limites mínimo, máximo e inflexibilidade. Todo parque existente e contratado é representado, assim como os descomissionamentos já definidos.

Projetos termelétricos candidatos à expansão no MDI podem ser representados como variáveis contínuas (projetos genéricos) ou como variáveis inteiras para projetos específicos, onde a decisão de implantação da usina está condicionada à construção do projeto em sua capacidade instalada total. Ambos casos têm seus custos fixos mensais de construção associados.

O valor do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas, que determina o custo do despacho térmico (R\$/MWh), tem impacto direto no custo de operação total do sistema. Com o objetivo de melhorar a representação do CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, desenvolveu-se uma metodologia para calcular um valor anual de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis, aproximando-se do critério de reajuste do CVU de cada UTE. Os detalhes da metodologia estão disponíveis em (16).

2.2.3 Usinas de fontes renováveis não despachadas centralizadamente

Usinas existentes e projetos candidatos à expansão das fontes renováveis não despachadas centralizadamente são representados por distintas sazonalidades mensais de produção de energia. Adicionalmente, são atribuídos, para cada fonte e subsistema, fatores de contribuição médios à cada um dos patamares de carga. Tanto os dados de sazonalidade mensal quanto às contribuições aos patamares de carga são obtidos através de valores observados.

Para as usinas existentes, a expectativa de geração de energia foi considerada segundo o critério da Resolução Normativa da ANEEL N° 440 de 5 de julho de 2011, que define a expectativa mensal baseada na geração verificada de cada usina, para um histórico de até 5 anos.

Para as usinas tipo PCH e PCT que não iniciaram a operação comercial (contratadas e candidatas), a expectativa foi baseada na Resolução Normativa da ANEEL N° 476, de 13 de março de 2012, segundo a qual se calcula um fator sazonal, para cada região do SIN, baseado no histórico de geração das usinas com a mesma fonte. Já para as usinas eólicas e solares contratadas que não iniciaram a operação comercial, foi considerada como expectativa de geração a garantia física sazonalizada.

Usinas candidatas à expansão são tratadas como variáveis contínuas e têm um custo fixo mensal associado à um MW de potência instalada.

2.2.4 Projetos de tecnologia de armazenamento

São também representados no modelo projetos de tecnologia de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e bancos de baterias. Estes projetos podem armazenar energia durante patamares de carga onde há sobra de energia para complementar a geração nos patamares de demanda mais alta. Tanto o armazenamento quanto a geração devem ocorrer no mesmo mês. É possível definir um custo de “compra” para a energia armazenada. É facultado ao usuário a definição de patamares de carga com proibição de armazenamento ou geração. O fator de perda de energia no processo de armazenamento e geração é definido para cada projeto candidato.

2.3 Representação de incertezas

O MDI é capaz de tratar cenários de incerteza, cujas probabilidades de ocorrência são definidas pelo usuário. O resultado é a definição de uma expansão única que minimiza a expectativa de custos associados a estes cenários. Permite-se considerar estocasticidade na hidrologia e na geração eólica.

Assim como (2), o tratamento dos cenários é feito pela solução do “equivalente determinístico”. Com isso tem-se uma árvore de decisão como a apresentada na Figura 2, onde para cada cenário n de incerteza da hidrologia, tem-se n cenários de incerteza eólica.

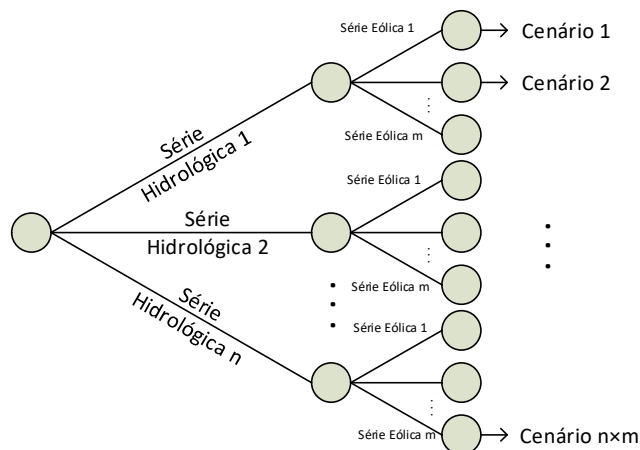


FIGURA 2 – Árvore de cenários

Quanto mais variáveis estocásticas forem consideradas, maior o número de cenários considerados e, conseqüentemente, maior o esforço computacional necessário para sua resolução.

3.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Toda a formulação do problema está representada neste informe técnico de forma simplificada como diagrama (Figura 3), a fim de facilitar o entendimento do leitor e respeitar o limite de páginas para a publicação. As equações completas do modelo são apresentadas no Anexo de (15).

3.1 Função objetivo

A função objetivo busca a minimização do custo de expansão, que é a soma do custo de investimento e operação. Isso resulta na soma de diversas parcelas, uma em cada período de tempo, trazidas a valor presente por uma taxa de desconto previamente definida.

A minimização dos custos de investimento e operação é feita para o valor presente esperado do custo considerando o atendimento em todos os cenários (caso exista mais de um), e todos os estágios do período de planejamento. Além disso, cada parcela que compõe o custo tem em sua composição um ou mais somatórios para determinados conjuntos, por exemplo: submercados, projetos de determinadas fontes, usinas existentes, etc.

Função Objetivo: Minimizar custos de Investimento e Operação



Sujeito a:

Restrições de Atendimento Energético

$$Geração + Intercâmbios + Déficit - Armazenamento \geq Demanda$$

Restrições de Atendimento de Capacidade

$$Potência\ Disponível_{Térmica} + Geração\ Ponta_{Demais\ Fontes} + Intercâmbios_{Cap} + Déficit_{Cap} \geq Folga \times Demanda_{Máxima}$$

Restrições de Disponibilidade de Fontes e Projetos

$$Geração_{min} \leq Geração \leq Geração_{máx}$$

$$Capacidade_t \geq Capacidade_{t-1}$$

$$DataEntrada \geq DataEntrada_{min}$$

$$\sum_{Patamares} Geração_{Hidro_p} \times Duração_p \leq Série_{Hidro}$$

$$\sum_{Patamares} Geração_p \times Duração_p \leq Rendimento \times \sum_{Patamares} Armazenamento_p \times Duração_p$$

Restrições de Representação do Sistema

$$Intercâmbio \leq Capacidade_{IntercExistente} + Capacidade_{ExpansãoInterc}$$

$$Intercâmbio_{i,j} + \dots + Intercâmbio_{k,j} \leq Limite_{Recebimento\ j}$$

Restrições de Investimento

$$\sum_{\text{todos os períodos}} I_{projeto} \leq 1$$

Restrições Adicionais

$$Capacidade_t - Capacidade_{t-12} = Step$$

$$Step_{min} \leq Step \leq Step_{máx}$$

$$Capacidade_t \leq Limite_{Anual}$$

$$Capacidade_t - Capacidade_{t-12} \leq Limite_{IncrementalAnual}$$

$$Capacidade_t = Valor_{Igualdade}$$

$$I_{projeto\ t} = 1$$

$$\sum_{Data\ Limite} I_{projeto\ t} = 1$$

$$Capacidade_t^1 = fator \times Capacidade_t^2$$

FIGURA 3 – Formulação do problema

3.2 Restrições de atendimento energético

As restrições de balanço energético fecham a inequação onde a soma da disponibilidade de energia mais o déficit subtraídos da energia armazenada deve ser maior ou igual a demanda. Esta restrição deve ser atendida em cada submercado, cenário, período do planejamento e patamar de carga.

3.3 Restrições de atendimento de capacidade

As restrições de atendimento de capacidade visam garantir o atendimento à demanda máxima instantânea do sistema. Esta análise tem importância crescente à medida que a introdução de fontes não controláveis e a dificuldade para a expansão de hidrelétricas com reservatórios de regularização tem diminuído a capacidade do sistema de suprir os picos de demanda. Este conjunto de restrições obriga uma folga de capacidade no sistema (no PDE 2027 adota-se 5% da demanda máxima instantânea). Para as usinas de fonte térmica é adotado que toda sua potência disponível estará sempre à disposição para atendimento a um pico de demanda. Para as demais fontes, considera-se como potência disponível aquela que foi despachada no patamar de ponta (demanda máxima instantânea), pois leva em conta as condições conjunturais das usinas hidrelétricas, tecnologias de armazenamento e renováveis. A restrição de capacidade deve ser satisfeita para todos os cenários, subsistemas e períodos de estudo.

3.4 Restrições de disponibilidade de fontes e projetos

Estas restrições aplicam ao problema as condições e limites de oferta de capacidade de geração. São considerados limites de geração máxima e mínima de usinas. Há também restrição específica para as variáveis contínuas que assegura que não haverá desinvestimento, ou seja, que a capacidade instalada dos projetos no período t , será maior ou igual à do período $t - 1$, além de restrições para garantir que a geração por patamar de hidrelétricas e projetos de tecnologia de armazenamento respeitem a média mensal.

3.5 Restrições de representação do sistema

O modelo representa o sistema de transmissão através das principais interligações entre submercados, e uma das variáveis de decisão do problema é a expansão destes troncos de interligação. Este conjunto de restrições assegura que o intercâmbio de energia entre os submercados não ultrapasse o limite das linhas de transmissão somado à sua possível expansão.

Além disso, para cada subsistema é possível estabelecer dinamicamente ao longo do horizonte, através dos estudos elétricos específicos de transmissão, limites máximos de recebimento e de fornecimento de energia para os subsistemas. Isso acarreta em restrições adicionais de capacidade máxima de intercâmbio englobando mais de uma interconexão. Estas restrições são denominadas restrições de agrupamento de intercâmbios e são válidas tanto para os intercâmbios de atendimento a demanda de energia quanto para os intercâmbios de atendimento à capacidade.

3.6 Restrições de investimento

A variável de decisão de investimento em cada projeto indica o período em que ocorre o investimento correspondente. Esta variável é um vetor com dimensão igual ao número de períodos, com valor "0" em todos, exceto na posição correspondente ao período em que ocorrerá o investimento, na qual o valor será "1" se houver investimento naquele projeto. Caso não haja investimento no projeto em questão, a variável terá valor igual a zero em todas as posições.

Logo, para verificar se houve investimento no projeto durante um determinado período, basta somar as posições da variável de investimento de 1 a k , sendo k o período de interesse. Como não é possível construir o mesmo projeto mais de uma vez, as restrições de investimento asseguram que o somatório da variável de decisão de investimento para cada projeto deve ser sempre menor ou igual a 1.

3.7 Restrições adicionais

As restrições adicionais do MDI são normalmente utilizadas para representar políticas energéticas ou mesmo emular algumas condições de mercado, como limites máximos ou mínimos para a entrada de determinadas fontes de geração, adoção de expansão uniforme durante o horizonte, entre outras. São, portanto, opcionais. As restrições adicionais atualmente representadas no MDI são as seguintes:

- Restrições de step: Dados um ano inicial e final e valores mínimo e máximo para o step, o modelo decide uma expansão uniforme neste período, ou seja, em todos os anos durante a validade da restrição o acréscimo de potência instalada para o projeto ou grupos de projetos escolhidos será o mesmo;
- Restrições de Limite Anual: Fixa o limite máximo que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos pode atingir em um dado mês e ano;
- Restrições de Limite Incremental Anual: Fixa o acréscimo máximo que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos pode ter em um dado mês de um ano em relação ao mesmo mês do ano anterior;
- Restrições de Igualdade: Fixa o valor que a capacidade instalada de um projeto ou grupo de projetos deve atingir ou atribui valor 1 para a variável investimento de um projeto em um dado mês e ano;
- Restrições de Igualdade Máxima: Atribui uma data máxima para que o valor da variável investimento de um projeto seja igual a um, ou seja, uma data limite para a instalação de um determinado projeto;
- Restrições de Proporção: Fixa uma proporção entre dois projetos de uma mesma fonte. Normalmente utilizado para balancear a evolução de capacidade instalada de uma dada fonte entre regiões.

4.0 - OBTENÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

Além da expansão ótima para o sistema, obtém-se do MDI o Custo Marginal de Expansão (CME) para o sistema. O conceito de custo marginal pode ser interpretado como o custo adicional para atendimento a uma unidade incremental de demanda. A adição de uma unidade em cada um dos patamares de carga, quando ponderados pela respectiva duração, representam a adição média de uma unidade na demanda. Além disso deve-se também adicionar uma unidade na restrição de capacidade. A obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, e não como um dado de entrada no processo, torna seu cálculo mais eficiente e consistente com a lógica econômica (1).

Adicionando uma unidade de demanda apenas à equação de atendimento de capacidade (demanda máxima mais reserva operativa), tem-se o de CME de Potência ou Capacidade. Esta divisão em dois valores é feita aqui apenas para facilitar a exposição, dada a possibilidade de se encarar o CME como o custo marginal de atendimento a uma unidade adicional de energia que preserva a curva de carga do sistema. A divisão em duas equações nos permite identificar o quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea.

A equação de balanço de capacidade atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) do patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. Desse modo, para estimar o CME da Expansão do sistema, deve-se somar uma unidade na demanda de energia e um pouco mais na demanda de potência ($1 + \text{Reserva Operativa}$), de forma a preservar a curva de carga do sistema.

As equações de demanda devem ser atendidas para cada subsistema, logo ter-se-ia um CME para cada subsistema. Isso é contornado adicionando uma unidade de demanda em todo o sistema, ou seja, tomando-se uma participação média no horizonte decenal. Desta forma, observa-se o impacto no custo ao adicionar uma unidade no sistema inteiro, distribuindo esta unidade em todos os subsistemas, conforme seus respectivos percentuais de carga.

5.0 - CONCLUSÃO

Ao realizar o planejamento do sistema elétrico, busca-se minimizar o custo da energia para o consumidor final ao mesmo tempo em que deseja-se atender a demanda com qualidade e segurança. Um sistema bem planejado é capaz de suportar hidrologias críticas e séries de ventos ruins. Esta metodologia apresenta os custos de se prevenir a estas incertezas, mostrando ao tomador de decisão o custo de se prevenir contra cada uma delas. Além disso, é possível abordar diversos cenários alternativos para o horizonte de planejamento ao adotar-se diferentes políticas energéticas e avaliar de maneira quantitativa o custo adicional para o sistema.

A representação da carga em patamares foi um importante avanço no modelo, que permite avaliar de maneira mais correta os atributos de cada uma das fontes de geração de energia. Foi possível também inserir como candidatas no planejamento fontes de armazenamento de energia, que até então não eram representadas.

Por fim, a obtenção do CME diretamente através do modelo matemático de expansão torna seu cálculo mais

eficiente e consistente com a lógica econômica.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, Brasília, 2018.
- (2) GANDELMAN, D. A., Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas – Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2015.
- (3) SANTOS, H. L., Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda – Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2017.
- (4) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, Brasília, 2017.
- (5) PINHEIRO, S. F., TRINKENREICH, J., Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear, XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, 1982. 243-258.
- (6) GORENSTIN, B. G., CAMPODONICO, N. M., COSTA, J. P. PERREIRA, M.V.F., Power system expansion planning under uncertainty, Power Systems, IEEE Transactions nº 8, 1993, 129 - 136.
- (7) CAMPODÓNICO, N., et al., Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty, Rio de Janeiro, PSR Inc., 2003.
- (8) MACHADO JUNIOR, Z. S., Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento – Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2000.
- (9) LISBOA, M. L. V., et al., MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos, V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, São Pedro, SP, Brasil, 2003.
- (10) PEREIRA JR., A. O., SOARES, J. B., DE OLIVEIRA, R. G., DE QUEIROZ, R. P., Energy in Brazil: Toward sustainable development?, Energy Policy, 2008: 73–83.
- (11) PAZ, L. R. L. P., SILVA, N. F., ROSA, L. P., The paradigm of sustainability in the Brazilian energy sector, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, 2007, 1558–1570.
- (12) CESAR, T., O Planejamento da Expansão da Geração: uma proposta metodológica para o problema com aversão a risco e incerteza na previsão da demanda, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2015.
- (13) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Nota Técnica EPE-DEE-RE-035/2017-r1, Rio de Janeiro, 2017.
- (14) SILVA, S. R., Planejamento Hidrotérmico Considerando a Penetração de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, 2014.
- (15) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018-r1, Rio de Janeiro, 2018.
- (16) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Nota Técnica EPE-DEE-RE-055/2018-r1, Rio de Janeiro, 2018.
- (17) CEPEL, Manual de Referência do Modelo SUIISHI, Rio de Janeiro, 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Saulo Ribeiro Silva

Engenheiro eletricitista (2011), mestre em engenharia elétrica (2014) e doutorando em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2015 atua como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Possui experiência na área de sistemas elétricos de potência, com atuação na área de otimização energética.



Dan Abensur Gandelman

Engenheiro eletricitista (2007), mestre (2010) e doutor (2015) em engenharia de produção, todos pela Universidade Federal Do Rio de Janeiro. Desde 2013 atua como analista de pesquisa energética na EPE. É também professor adjunto do Departamento de Engenharia Agrícola e Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense.



Jorge Trinkenreich

Engenheiro eletricitista (1972) e mestre em sistemas de informação (1985) pela PUC-Rio. Desde 2016 atua como superintendente de planejamento da geração na EPE. Atuou como Secretário Executivo do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), possuindo mais de 40 anos de experiência no setor elétrico.