

MANUAL DE METODOLOGIA DO MODELO MELP
VERSÃO 6.0

Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente
DEA/CEPEL

ÍNDICE

1.	Introdução	3
1.1.	Considerações Gerais	3
1.2.	Objetivos	6
2.	O Planejamento da Expansão da Geração	7
2.1.	Horizontes de Planejamento	7
2.2.	Critérios de Garantia de Suprimento de Energia e Potência	9
2.2.1.	Critérios determinísticos x probabilísticos	9
2.3.	Critérios Econômico-Financeiros	13
2.4.	Breve Histórico dos Modelos de Planejamento da Expansão do SIN	15
2.4.1.	DESELP	15
2.4.2.	MODPIN	15
2.4.3.	MELP	17
2.5.	Evolução do Modelo MELP	18
2.5.1.	Eliminação da decomposição de Benders	18
2.5.2.	Sazonalidade	18
2.5.3.	Integração dos sistemas de gás natural e eletricidade no MELP	23
3.	Formulação Matemática do Modelo MELP	31
3.1.	Considerações Gerais	31
3.2.	Formulação Matemática Simplificada	33
3.3.	Formulação Matemática	33
3.3.1.	Função Objetivo	33
3.3.2.	Restrições Associadas às Variáveis de Investimento	38
3.3.3.	Restrições Operativas - Hidrologia Crítica	40
3.3.4.	Restrições Operativas - Hidrologia Média	47
3.4.	Validação Inicial do Modelo MELP	52
4.	Bibliografia	53
5.	Apêndice	56
5.1.	Critério de Cálculo dos Fatores de Participação Térmicos	56
5.1.1.	Fator de Participação Térmico Médio	56
5.1.2.	Fator de Participação Térmico Crítico	57
5.2.	Critério de Cálculo	58
5.2.1.	Fator de Participação Crítico	58
5.2.2.	Fator de Participação Médio	59
5.3.	Perfil típico de geração	61

1. Introdução

1.1. Considerações Gerais

Um dos objetivos básicos do planejamento da expansão da geração de um sistema elétrico é determinar um cronograma de construção de usinas geradoras e troncos de interligação que assegure um atendimento confiável e de custo mínimo à demanda futura de energia elétrica.

A questão da confiabilidade está associada ao suprimento adequado de energia elétrica mesmo sob condições operativas futuras adversas, as quais são incertas. A modelagem matemática das incertezas não é trivial, e pode exigir grande esforço computacional.

Por outro lado, a questão do custo mínimo de atendimento está associada ao custo atualizado de investimento e de operação. O custo de investimento refere-se aos custos de construção de usinas geradoras e reforços de interligação, e o custo de operação está associado aos custos dos combustíveis das usinas termelétricas e cortes de carga. Enquanto que as variáveis que modelam os investimentos são binárias (0-não constrói; 1-constrói), as variáveis que modelam a operação são contínuas (o despacho das usinas geradoras pode variar continuamente dentro de seus limites operacionais). Desta forma, a minimização dos custos resulta em um problema de programação linear inteira mista. Sua resolução requer um esforço computacional proporcional à dimensão do sistema elétrico. Assim sendo, para sistemas elétricos de grande porte, a modelagem matemática do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo requer um compromisso entre simplicidade e adequação no tratamento das incertezas, de forma a viabilizar sua resolução do ponto de vista computacional.

Em sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica, a confiabilidade de atendimento à demanda de energia está fortemente relacionada com as afluências aos reservatórios, que são incertas. Uma modelagem criteriosa das incertezas hidrológicas, com base em programação dinâmica dual estocástica, há tempos já foi desenvolvida e é largamente utilizada para o planejamento da operação [1,2]. Porém, exige um esforço computacional elevado quando aplicada ao planejamento

da expansão de longo prazo, particularmente para aplicações no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos do porte do sistema brasileiro. Por outro lado, neste horizonte, geralmente superior a 20 anos, existem outras incertezas mais significativas para a definição do programa de expansão que as incertezas hidrológicas [3, 4], como as incertezas de demanda de energia, de custos de combustíveis, de atrasos de obras etc. Portanto, torna-se essencial que as incertezas hidrológicas sejam modeladas de forma simplificada para reduzir o esforço computacional e desta forma viabilizar a representação de outras incertezas.

O Modelo de Expansão de Longo Prazo – MELP [5, 6], em desenvolvimento pelo CEPEL, avalia a operação hidrotérmica do sistema de forma simplificada considerando apenas um cenário de hidrologia média e outro de hidrologia crítica. Estes dois cenários de hidrologia permitem encontrar uma solução de atendimento à demanda futura ao custo mínimo e confiável, requisitos atendidos através da análise da operação, em base anual ou plurianual, para os cenários de hidrologia média e crítica, respectivamente.

O modelo MELP como proposto originalmente assume, no que diz respeito à expansão do parque gerador térmico, que não há restrição de suprimento de combustíveis. Esta premissa pode ser considerada razoável para os combustíveis derivados do petróleo como o óleo combustível ou o óleo diesel, mas não é condizente com a realidade atual do combustível gás natural, em especial a nível nacional. O desenvolvimento recente de tecnologias mais eficientes utilizando o gás natural resultou numa maior demanda deste combustível, tanto pelo setor elétrico (usinas termelétricas utilizando turbinas a ciclo combinado) quanto pelo setor industrial, comercial, residencial e de transportes. Existe atualmente uma intensa competição pelo seu uso, e sendo assim, havendo oferta limitada (quer seja por restrições de extração, processamento, importação ou no sistema de distribuição), a garantia de suprimento a todo instante para todos os setores pode eventualmente não ser possível.

No Brasil, este problema é mais complexo particularmente devido às características da demanda de gás natural do sistema elétrico. Por ser um sistema hidrotérmico com predominância hidráulica, a operação das usinas termelétricas é feita de forma

complementar. Devido à variabilidade sazonal e às incertezas das vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas, o despacho de geração das usinas termelétricas é variável e incerto. Conseqüentemente, a demanda de gás natural do sistema elétrico também é variável e incerta. Em períodos de estiagem, a demanda por este combustível será elevada, porém, em períodos de hidrologia favorável, a demanda será mínima. Esta variabilidade dificulta o planejamento da expansão e da operação do sistema de gás natural, ainda mais no Brasil, cujo sistema ainda não é maduro e seu desenvolvimento ainda está fortemente baseado na demanda termelétrica [7]. Por outro lado, restrições na oferta de gás natural decorrente de falta de investimentos no sistema de gás natural podem comprometer a operação das usinas termelétricas, diminuindo assim a confiabilidade do sistema elétrico.

Dentro deste contexto de interdependência dos sistemas elétrico e de gás natural, o planejamento da expansão e da operação de forma setorial torna-se inadequado. Nesse sentido, foram feitos aprimoramentos na modelagem do MELP para incorporar a representação do problema de planejamento e operação do sistema de gás natural.

Outro aprimoramento do modelo MELP diz respeito à variação sazonal da geração das usinas hidrelétricas e das usinas termelétricas a bagaço de cana-de-açúcar. Para garantir um adequado atendimento à demanda é importante que estas variações de geração sejam avaliadas, o que não é possível utilizando períodos anuais ou plurianuais de análise de operação. Esta variação também pode ser importante na determinação da expansão das interligações. A análise em base anual, conforme proposta na versão original do MELP, resulta em reforços de interligações capazes de exportar apenas os excedentes referentes às gerações médias anuais dos subsistemas. A expansão assim determinada é, portanto, inferior àquela necessária para exportar os excedentes de energia dos subsistemas referentes aos meses do ano de maior produção. Estes excedentes sazonais podem ser muito superiores aos excedentes médios anuais, principalmente para os subsistemas com as características daqueles da região Norte: predominância hidráulica, rios com vazões afluentes com acentuada variação sazonal, reservatórios

com pequena capacidade de armazenamento, e subsistemas tipicamente exportadores.

Para aprimorar a solução do MELP, foi implementada a possibilidade da análise da operação do sistema elétrico em períodos inferiores a um ano, de forma a capturar as variações sazonais típicas de geração. A modelagem sazonal da operação baseia-se em perfis típicos de geração hidráulica ou de produção de biomassa.

1.2. Objetivos

Este relatório tem por objetivo descrever a formulação matemática do modelo MELP e suas premissas básicas, e está estruturado da seguinte forma: no capítulo 2 é feita uma descrição sucinta dos conceitos básicos relacionados ao problema do planejamento da expansão da geração de longo prazo e um breve histórico dos principais modelos brasileiros desenvolvidos nesta área. No capítulo 3 é apresentada a formulação matemática do MELP e no capítulo 4, as referências bibliográficas. No Apêndice é detalhado o critério de cálculo dos fatores de participação térmicos crítico e médio.

2. O Planejamento da Expansão da Geração

2.1. Horizontes de Planejamento

De maneira geral, a atividade de planejamento tem por objetivo subsidiar a tomada de decisões que permitam atender a uma situação futura da melhor maneira possível [8]. Para o caso do planejamento de um sistema elétrico, a melhor maneira possível tem sido tradicionalmente entendida como o atendimento da demanda futura de forma econômica e confiável.

As decisões a serem tomadas consistem em definir quando e onde novas unidades geradoras devem ser construídas, suas correspondentes capacidades e tipo de combustível utilizado, assim como os reforços de interligações necessários. Estas decisões são tomadas com base em critérios econômicos e de garantia de suprimento de energia que serão discutidos nas seções seguintes.

O processo de planejamento envolve basicamente atividades de levantamento e análise de dados. No caso do planejamento da expansão da geração de sistemas elétricos, os dados referem-se às características físico-operativas e econômicas das fontes de geração e às previsões de demanda. Primeiramente, é feito um levantamento dos dados referentes às fontes de geração, incluindo o mapeamento, a avaliação e o dimensionamento dos recursos energéticos primários [9]. Posteriormente, são identificadas as evoluções tecnológicas e de custos das opções para geração e transmissão de energia elétrica. Finalmente, são determinados os possíveis cenários de evolução da demanda.

O levantamento de alguns dados inclui estudos que demandam um longo tempo de execução e por isto devem ser iniciados com anos de antecedência à entrada em operação das usinas. Especificamente, para a exploração do potencial hidrelétrico, são necessários inicialmente estudos de inventário de bacias hidrelétricas, seguidos de estudos de viabilidade técnico-econômica dos aproveitamentos inventariados, o

¹ Mais recentemente, inclui-se também a necessidade de atender a demanda com produção de energia de forma ambientalmente aceitável. A questão ambiental ainda não está modelada no MELP e por isto não será tratada neste manual.

projeto básico e o projeto executivo de cada aproveitamento. Por outro lado, os estudos para determinação do cronograma de expansão do sistema também devem ser realizados com grande antecedência, pois as usinas geradoras, especialmente as hidrelétricas, têm períodos de construção longos. Em função desses prazos, o planejamento da expansão do sistema elétrico deve ser iniciado com uma análise de longo prazo, seguidos de análises de médio e curto prazos, à medida que informações mais detalhadas e precisas são obtidas.

Os estudos de longo prazo [9,10], com horizonte de até 30 anos, procuram analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador, os principais troncos de interligação, e estabelecer um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de inventário de bacias (para sistemas hidrotérmicos). Nestes estudos são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão de longo prazo. São dados fundamentais para estes estudos a evolução do mercado, a disponibilidade das fontes energéticas primárias para geração e correspondentes custos de produção (o que inclui a extração, o processamento e transporte/distribuição), as tendências de evolução tecnológica e os impactos ambientais dos projetos. Devido ao longo horizonte de análise, deve-se ressaltar que existem grandes incertezas associadas aos principais dados.

Os estudos de curto prazo, com horizonte de 10 anos, analisam detalhadamente a expansão da geração, indicando as necessidades quanto ao início de construção de novos projetos, bem como a priorização da continuidade das obras em andamento, de forma a garantir o pleno atendimento ao mercado consumidor. São estudos que, em princípio, procuram atualizar os primeiros 10 anos dos estudos de longo prazo da expansão da geração, considerando as mudanças conjunturais e de premissas, tais como cenários de hidrologia, previsões de crescimento da demanda de energia elétrica e reavaliação da economicidade de projetos, fruto do maior aprofundamento dos estudos técnicos de engenharia e meio ambiente. Neste horizonte de análise as incertezas hidrológicas merecem ser tratadas de forma mais criteriosa.

De forma a apoiar a revisão anual dos estudos de curto prazo, podem ser feitos *estudos de médio prazo*, com horizonte de 15 anos, com o objetivo de atualizar as

diretrizes de longo prazo em função de variações significativas do cenário macroeconômico.

2.2. Critérios de Garantia de Suprimento de Energia e Potência

A avaliação da confiabilidade de suprimento de um sistema elétrico é feita com base em previsões de demanda de energia e de ponta, e disponibilidades estimadas de geração de energia e potência.

No caso de sistemas hidrelétricos, a disponibilidade de energia está associada à disponibilidade de água nos reservatórios do sistema, enquanto que a disponibilidade de ponta está associada à existência de capacidade instalada para atendimento à demanda instantânea máxima. Para sistemas termelétricos, assumindo que não há limitações de combustíveis, a capacidade de geração de ponta é suficiente para o atendimento da demanda de energia.

Existem fatores de natureza aleatória que influenciam alguns parâmetros operativos e que podem restringir a capacidade de geração (energia e/ou ponta) de um sistema elétrico. Por exemplo, falhas de unidades geradoras podem comprometer a capacidade de atendimento da demanda de ponta, notadamente em sistemas termelétricos. Por outro lado, a ocorrência de uma afluência desfavorável pode reduzir significativamente a disponibilidade de geração de um sistema hidrelétrico e comprometer o atendimento da demanda de energia e até mesmo o atendimento da demanda de ponta².

Em função do tratamento dado aos fatores de natureza aleatória, tais como afluências, indisponibilidade forçada de máquinas etc., os critérios de garantia de suprimento de energia podem ser classificados em *determinísticos* e *probabilísticos*.

2.2.1. Critérios determinísticos x probabilísticos

Nos critérios determinísticos, a aleatoriedade dos fatores que afetam o suprimento de energia não é considerada de forma rigorosa. Por exemplo, no caso da aleatoriedade das afluências futuras, considera-se a hipótese de repetição de afluências iguais ao registro histórico de vazões, enquanto que as manutenções

² Redução da capacidade geradora devido à diminuição da altura de queda disponível em condições desfavoráveis de hidrologia.

programadas e não programadas podem ser representadas através de índices estatísticos que refletem o histórico de manutenções de unidades geradoras semelhantes.

Até meados da década de 80, os estudos de planejamento da operação e da expansão da geração para o sistema elétrico brasileiro eram realizados com base em um critério determinístico de garantia de suprimento de energia. De acordo com este critério, assumindo a hipótese da repetição do registro histórico de vazões, o que inclui a pior seca registrada, a capacidade do parque gerador era determinada de modo a garantir o atendimento da demanda de energia sem a ocorrência de déficits.

Os conceitos básicos associados a este critério são [9]:

- *“Energia firme de um sistema gerador é o maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits, no caso de repetição das aflúências do registro histórico³ .*
- *Período hidrológico crítico é o período de tempo, correspondendo à seqüência de vazões do histórico, em que o armazenamento do sistema vai de seu nível máximo (todos os reservatórios estão cheios) ao seu nível mínimo (geração nula), sem re-enchimentos totais intermediários, no atendimento da energia firme do sistema.*
- *Energia firme de uma usina é o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema, com este atendendo à sua energia firme.*
- *Energia secundária é o excesso de energia, em relação à energia firme, possível de ser produzido nas seqüências hidrológicas favoráveis. É usualmente calculada como a diferença entre a geração média em todo histórico de vazões (média a longo termo) e a energia firme”.*

³ A energia firme pode ser calculada através de modelos de simulação da operação como o SUIISHI [11] e MSUI [12].

O critério determinístico de garantia de suprimento de potência consiste em dimensionar o sistema para atender a demanda máxima prevista e uma margem de reserva para manter a qualidade no atendimento. O sistema recorre a esta folga para suportar as eventuais perdas de geração, manutenções preventivas e desvios de previsão de carga e as necessidades de regulação de frequência no sistema. O dimensionamento desta folga é feito em função do grau desejado de qualidade de atendimento da demanda máxima.

Os critérios determinísticos são de fácil compreensão e implementação, porém apresentam limitações. Por exemplo, no caso de um sistema hidrelétrico, a necessidade de expansão da capacidade do parque gerador pode estar superestimada se no horizonte de planejamento a probabilidade de ocorrência da pior seca registrada, e para a qual o sistema foi dimensionado, for muito pequena. Por outro lado, se houver uma probabilidade significativa de ocorrência de uma seca mais severa, o parque gerador estará subestimado e déficits de energia poderão ocorrer. Parque gerador superestimado representa desperdício de recursos, enquanto que déficits de energia representam prejuízos financeiros decorrentes da diminuição de produção do país. Percebe-se então a necessidade de introduzir o conceito de risco ao processo decisório, o que é possível através da teoria de probabilidade.

Embora comuns a todo processo de planejamento, as diversas variáveis envolvidas têm importância e níveis de incertezas bastante distintos em cada um dos horizontes de planejamento. Por exemplo, nos estudos de longo prazo de sistemas elétricos, as incertezas quanto à evolução da demanda são bem maiores do que nos estudos de curto prazo. Por outro lado, as incertezas hidrológicas merecem atenção especial nos estudos de planejamento da operação de curto prazo para sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica. Se não forem analisadas com rigor, o déficit de energia pode ser bastante elevado em caso de ocorrência de um cenário hidrológico desfavorável.

Foi desenvolvido pelo CEPEL, um modelo de otimização de geração hidrotérmica para estudos de planejamento da operação denominado NEWAVE [2]. A solução ótima é obtida através da técnica de programação dinâmica dual estocástica

utilizando várias séries sintéticas de energias naturais afluentes, portanto, com um tratamento criterioso das incertezas hidrológicas. Neste modelo, o sistema elétrico é dividido em subsistemas de acordo com suas bacias hidrográficas e interligações. Tendo sido concebido primordialmente para o planejamento da operação, este modelo analisa a operação do sistema elétrico para uma dada configuração. A análise do sistema elétrico é feita com base nos valores esperados dos diversos parâmetros operativos.

Com a adoção dos critérios probabilísticos, possível com a introdução das séries sintéticas de energias naturais afluentes, surgiu o conceito de energia garantida, que representa a capacidade de produção do sistema ajustada ao risco de déficit escolhido. No que diz respeito ao atendimento da demanda de ponta, também surgiram modelagens probabilísticas de saídas de máquinas ou linhas, e com elas o conceito da LOLP (Loss of Load Probability) [13].

No âmbito dos estudos para o Plano Mensal de Operação (PMO), coordenados pelo Operados Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o horizonte de estudo é usualmente de 5 anos, analisados em períodos mensais. No âmbito dos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia, coordenados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o horizonte é usualmente de 10 anos, também analisados em períodos mensais. A análise da operação do sistema elétrico em base mensal permite captar as sazonalidades hidrológicas e de demanda de energia dos diversos subsistemas.

Os estudos de planejamento da expansão da geração de curto prazo têm sido realizados utilizando o programa NEWAVE. O cronograma de expansão é obtido a partir de simulações deste programa para vários planos de expansão candidatos, obtidos a partir de combinações de projetos de usinas geradoras e/ou reforços de interligação. Para cada plano candidato obtém-se, através de simulação da operação do sistema com 2000 cenários de energias afluentes, o valor esperado de custo marginal da operação (CMO). O plano de expansão ótimo será aquele em que ocorre a igualdade do valor esperado de CMO e do custo marginal de expansão (CME). Além desta igualdade, adicionou-se o critério de riscos de déficit dos

subsistemas conjuntos Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste não superiores a 5%[14].

Tendo em vista o esforço computacional na utilização deste procedimento para estudos de planejamento de curto prazo (o procedimento requer uma simulação do programa NEWAVE para cada plano de expansão candidato), percebe-se a dificuldade de sua aplicação para estudos de médio e longo prazos. Para estudos com horizonte superior a 10 anos, é primordial que a escolha dos projetos e sua alocação espacial e temporal sejam feitos por meio de um algoritmo de otimização ao invés de análises das simulações da operação de vários planos de expansão candidatos. Para esta otimização, é necessário introduzir variáveis binárias para representar a decisão de construir ou não cada projeto (0-não constrói, 1- constrói), o que torna o problema mais complexo, e que exige um maior esforço computacional. Pelo exposto, torna-se primordial que a modelagem da operação em modelos de expansão de longo prazo seja feita de forma simplificada, sem um tratamento rigoroso das incertezas hidrológicas, de forma a reduzir o tempo de processamento. No MELP, isto foi feito considerando um cenário de hidrologia média, para avaliação econômica da operação, e outro de hidrologia crítica, para garantir a confiabilidade de suprimento de energia, como será explicado em outra seção.

2.3. Critérios Econômico-Financeiros

A avaliação econômica de um plano de expansão é usualmente feita através do método do Valor Presente do Custo Total. Este método calcula a soma dos investimentos, dos custos associados à compra de combustível para geração nas usinas termelétricas (também denominados de custos variáveis de operação) e dos custos fixos de operação e manutenção (O&M) ao longo do horizonte considerado, descontados a valor presente.

Existem algumas características de usinas termelétricas que são bastante distintas daquelas de usinas hidrelétricas, como o tempo de construção, a vida útil e os custos variáveis de operação. Estas características precisam ser consideradas de

forma adequada para que a avaliação econômica dos vários projetos de expansão para sistemas hidrotérmicos seja feita de forma equânime.

Em geral, as usinas hidrelétricas demoram cerca de 5 a 8 anos para serem construídas, e exigem investimentos antecipados em estudos de inventário, de viabilidade do projeto, projeto básico e projeto executivo da usina, os quais, por sua vez, demoram cerca de alguns anos para serem executados. Os custos envolvidos para execução dos estudos e construção destas usinas são elevados, mas são usinas que têm vida útil longa, em torno de 50 anos, e custo de operação bastante reduzido (constituído apenas pelos custos fixos de O&M). Por outro lado, usinas termelétricas como as de gás natural podem ser construídas em um prazo menor, em torno de 1 a 2 anos, apresentam baixos custos de investimentos quando comparados com os das hidrelétricas, porém possuem uma vida útil menor, cerca de 30 anos, e custo variável de operação elevado (função do custo do combustível).

Os investimentos feitos antes da entrada em operação da usina, isto é, ao longo do período de construção (inclusive os investimentos referentes aos estudos para implantação do projeto), incorrem em custos financeiros adicionais (i.e. juros do capital ainda não remunerado), denominados juros durante a construção (JDC), os quais devem fazer parte do custo total de investimento do projeto de uma usina geradora.

A equiparação de projetos com vidas úteis diferentes pode ser feita transformando o investimento do projeto em um investimento com reposição ao fim de sua vida útil, modelada através de uma série infinita de anuidades constantes, determinadas com base no custo de oportunidade de capital (taxa de desconto) e vida útil do projeto.

Para tornar coerente a análise, é necessário também estender os custos de operação (variáveis e fixos) ao infinito no último ano de estudo. Esses conceitos econômico-financeiros são descritos de forma mais detalhada na referência [9].

Uma alternativa a este procedimento é a utilização do conceito de valor salvado, que é um valor residual contábil, calculado com base no custo de investimento e na vida útil remanescente ao final do horizonte de planejamento, que deve ser incluído na função objetivo, reduzindo assim o custo total. Este conceito é muito utilizado em

modelos de planejamento de sistemas energéticos integrados, como os modelos MESSAGE e TIMES [15, 16].

2.4. Breve Histórico dos Modelos de Planejamento da Expansão do SIN

Para o planejamento de longo prazo do sistema hidrotérmico brasileiro destacam-se os modelos DESELP, MODPIN, e MELP, descritos a seguir.

2.4.1. DESELP

Com relação ao sistema brasileiro, em 1982 Trinkenreich e Pinheiro [8] desenvolveram um modelo denominado DESELP - **D**eterminação da **E**xpansão do **S**istema **E**létrico a **L**ongo **P**razo, baseado em programação linear, que foi utilizado pela ELETROBRAS para os estudos de planejamento do sistema brasileiro até meados dos anos 90. Este modelo tem como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras, levando em conta também as necessidades de expansão de troncos de interligação entre os subsistemas. O modelo avalia a operação hidrotérmica do sistema de forma simplificada considerando apenas um cenário de hidrologia média e outro de hidrologia crítica. Estes dois cenários de hidrologia permitem encontrar uma solução de atendimento à demanda futura ao custo mínimo e confiável, requisitos atendidos através da análise da operação para as condições de hidrologia média e crítica, respectivamente. A função objetivo consiste na minimização do valor presente dos custos anuais de investimento, de operação (referente aos gastos com combustível das usinas termelétricas no cenário de hidrologia média) e manutenção. A solução linear pode ser obtida com esforço computacional bastante reduzido, porém, sua grande desvantagem é indicar valores fracionários para os reforços de geração e transmissão.

2.4.2. MODPIN

Existem diversas fontes de incertezas que podem afetar substancialmente a solução do problema de planejamento da expansão da geração, por exemplo, as taxas de crescimento da demanda, custos de combustível, prazos de construção das novas unidades, taxas de juros, além das incertezas hidrológicas. Um tratamento sistemático destas incertezas foi introduzido no processo de planejamento da

expansão através do modelo proposto na referência [4] em 1993 denominado MODPIN (Modelo de Expansão Sob Incertezas, do modelo SUPER/OLADE-BID)[17]. Este modelo, baseado em técnicas de decomposição, otimização estocástica e análise de decisão, fornece estratégias de expansão flexíveis e resilientes, que minimizam o desvio em relação à solução sob medida para cada cenário. A Figura 1 ilustra o esquema de decomposição adotado neste modelo.

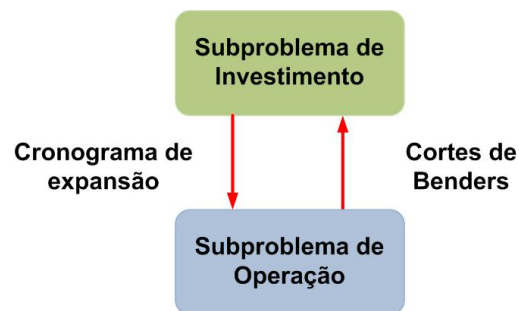


Figura 1. Esquema de decomposição utilizado no modelo MODPIN

Com base na técnica de decomposição de Benders, o problema é dividido em subproblema de investimento e subproblema de operação. O subproblema de investimento é resolvido através de um algoritmo do tipo Branch and Bound. Com base na solução encontrada por este algoritmo, a operação do sistema é avaliada através de um algoritmo do tipo fluxo em redes (subproblema de operação). A otimização da operação é feita considerando alguns cenários de energias afluentes e suas correspondentes probabilidades de ocorrência. A modelagem das incertezas de demanda é feita através da minimização dos máximos arrependimentos, ou seja, critério Minimax.

O modelo MODPIN apresenta algumas limitações resumidas a seguir:

- (i) Elevado esforço computacional, visto que em cada iteração do processo iterativo de Benders é necessária a solução de um algoritmo do tipo Branch and Bound para resolução do problema de investimento;
- (ii) Dificuldade para definição de seqüências hidrológicas de longo prazo representativas (por exemplo, cenário de longo prazo de aflúências críticas, médias, etc.), assim como suas correspondentes probabilidades de ocorrência;

(iii) Falta de dados dos projetos de usinas hidráulicas, o que inviabiliza a simulação da operação hidrotérmica;

(iv) A necessidade de expansão pode ser subestimada em função da solução ótima do problema da operação ser obtida através de uma otimização determinística para cada seqüência hidrológica considerada⁴.

2.4.3. MELP

Na década de 90, iniciou-se no CEPEL o desenvolvimento de um novo modelo para o planejamento da expansão do sistema de geração de energia, denominado MELP [5, 6], que leva em conta as incertezas de demanda e que requer um menor esforço computacional. Neste modelo, a representação do problema de operação é baseada naquela adotada pelo modelo DESELP, o tratamento das incertezas de demanda é baseado na representação adotada pelo modelo MODPIN e o problema de investimento é formulado como um problema de programação inteira mista. Em outras palavras, este modelo se constitui num aperfeiçoamento do modelo DESELP, incorporando aspectos de incerteza ao processo de decisão e fornecendo estratégias de expansão, analogamente ao modelo MODPIN. Sua estratégia de solução, tal qual a do modelo MODPIN, emprega a decomposição de Benders, resolvendo iterativamente os problemas de investimento e operação até a convergência do processo.

A aplicação do MELP ao sistema brasileiro, assim como a do MODPIN, mostrou-se inviável. A solução do problema da expansão da geração com base na decomposição de Benders mostrou-se inadequada devido à necessidade da solução do problema de investimento a cada iteração. A solução de um algoritmo de Branch and Bound para sistemas de grande porte exige enorme esforço computacional.

Uma metodologia alternativa para solução do subproblema de investimento utilizando algoritmos genéticos foi proposta em 2002 [18]. Porém, a qualidade da solução do subproblema de investimento requer um grande esforço de ajuste dos

⁴ A solução será otimista, pois a certeza da ocorrência de uma dada seqüência hidrológica permite explorar ao máximo a energia armazenada nos reservatórios das usinas hidráulicas, minimizando a necessidade de expansão. Entretanto, se ocorrer uma seqüência menos favorável, o atendimento à demanda pode ficar comprometido em algum período do horizonte de planejamento.

parâmetros do algoritmo genético. Vale ressaltar ainda que a metodologia para resolução do subproblema de operação permaneceu a mesma do modelo MODPIN, portanto, apresentando as limitações discutidas anteriormente.

2.5. Evolução do Modelo MELP

2.5.1. Eliminação da decomposição de Benders

No processo de desenvolvimento do modelo MELP pelo CEPEL, ao ser analisada a formulação matemática implementada, verificou-se que a simplicidade da representação da operação do sistema hidrotérmico tornava desnecessária a utilização de técnicas de decomposição para solução do problema da expansão da geração. Como resultado, uma nova metodologia de solução foi implementada no modelo MELP, eliminando-se a decomposição de Benders [19**Erro! Fonte de referência não encontrada.**]. A nova versão do modelo determina diretamente o programa de expansão da geração de custo mínimo através de um algoritmo de *Branch and Cut*, viabilizando assim a aplicação deste modelo ao sistema brasileiro. Foi criada uma força tarefa com profissionais do Ministério de Minas Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Eletrobrás e Cepel para levantamento dos dados referentes ao sistema elétrico brasileiro necessários para execução do MELP. Com base neste conjunto de dados, denominado caso de validação, foram feitos os testes de validação desta nova versão que estão detalhadamente descritos na referência [20].

2.5.2. Sazonalidade

Durante a fase de testes para validação da versão do programa MELP com base em um algoritmo *Branch and Cut*, verificou-se que o modelo apresentava uma limitação com relação à expansão dos troncos de interligação. De modo geral, o modelo indicava uma expansão aquém daquela necessária para permitir a exportação dos excedentes de geração das usinas hidrelétricas durante os meses úmidos do ano. Esta limitação decorre da análise da operação no modelo MELP ser feita em base anual, não capturando, portanto, o comportamento sazonal das energias afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas. Em outras palavras, a análise da

operação em base anual conduz a uma expansão necessária apenas para exportar a geração média anual de um subsistema para outro, portanto, inferior àquela necessária para exportar o excedente de energia durante o período úmido, período em que hidrelétrica deve gerar valores próximos a sua capacidade máxima.

Esta limitação era mais evidente para as interligações associadas aos subsistemas da região Norte, pois nestes subsistemas o perfil típico de geração das usinas hidrelétricas apresenta grandes variações ao longo do ano, com geração elevada no período úmido e bastante reduzida no período seco. Este perfil resulta da grande variação sazonal das vazões dos rios desta região e da reduzida capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas por imposição de restrições ambientais.

Modelos como o NEWAVE e SUIISHI-O, desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da operação de médio prazo do sistema interligado brasileiro, são capazes de determinar, em base mensal, as gerações hidráulicas e térmicas dos subsistemas e das usinas geradoras, respectivamente, levando em conta a variabilidade e incertezas hidrológicas de forma rigorosa. No entanto, devido ao esforço computacional, a adoção de modelagens matemáticas semelhantes às do NEWAVE e SUIISHI-O para representar a operação de um sistema hidrotérmico em modelos para planejamento da expansão de longo prazo não é recomendável.

O aprimoramento da modelagem da operação do MELP pode ser feito contemplando períodos de análise da operação inferiores a um ano, mas considerando a sazonalidade hidrológica de forma simplificada para não comprometer o desempenho computacional do modelo. A modelagem simplificada adotada baseia-se em perfis típicos de geração hidráulica.

2.5.2.1. Perfil típico de geração hidráulica

Define-se perfil de geração de uma usina hidrelétrica (ou de um subsistema elétrico) a distribuição relativa de sua geração média anual ao longo dos meses do ano. Este perfil consiste de 12 fatores sazonais, um para cada mês do ano, os quais são definidos pela relação entre a geração média mensal e a geração média anual. Como exemplo, o perfil de geração hidráulica do subsistema Madeira, situado na

região Norte do país, é ilustrado na Figura 2. Trata-se de um perfil típico de subsistema em que a geração hidráulica apresenta acentuada característica sazonal.

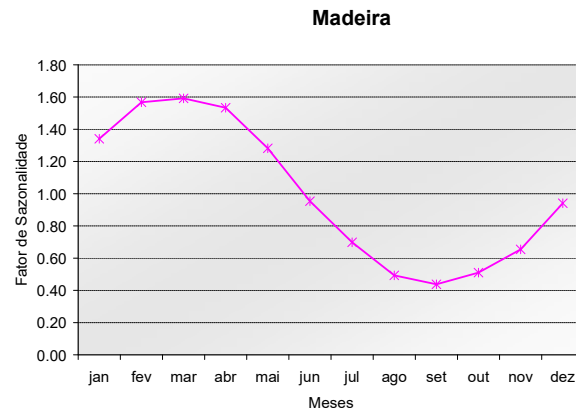


Figura 2. Perfil de geração hidráulica do subsistema Madeira

Os perfis de geração dos subsistemas podem ser definidos com base nos resultados de simulações do programa NEWAVE, e sendo determinados com base em valores de geração hidráulica, eles consideram implicitamente o efeito de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

De forma sucinta, o perfil de geração hidráulica de um subsistema elétrico pode ser determinado da seguinte forma:

a) Para uma dada configuração estática e utilizando 2000 séries sintéticas de energias naturais afluentes, são feitas várias simulações com o programa NEWAVE de forma semelhante àquelas necessárias para o cálculo da energia garantida. Em outras palavras, as simulações são feitas considerando uma dada configuração estática, alterando-se os valores de demanda até que o critério de convergência seja satisfeito. O critério consiste na igualdade dos custos marginais de expansão e operação, com risco máximo de déficit igual a 5% nos subsistemas conjuntos Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

b) Com base nos resultados obtidos no passo anterior, calculam-se as médias mensais de geração hidráulica de cada subsistema, considerando os 2000 valores mensais de geração hidráulica de cada ano do horizonte de estudo.

c) Com base nos valores médios mensais de geração, calculam-se fatores mensais de sazonalidade dividindo-se a geração hidráulica média mensal pela correspondente geração hidráulica média anual, definindo-se assim o perfil de geração do subsistema para aquela configuração.

Matematicamente, os fatores sazonais podem ser calculados pela equação a seguir:

$$FS_{m,i} = \left(\frac{1}{2000 \times Nanos} \sum_{k=1}^{Nanos} \sum_{j=1}^{2000} GH_{m,i,j,k} \right) \times \frac{1}{GHa_i}$$

Onde $FS_{m,i}$ é o fator sazonal referente ao mês m do subsistema i , $GH_{m,i,j,k}$ é a geração média do subsistema i , para o mês m , série j , ano k , $Nanos$ é o número de anos do horizonte de estudo, e GHa_i é a geração média anual do subsistema i (determinada pela média aritmética dos valores médios mensais de geração).

No Apêndice são mostrados os perfis de geração dos subsistemas elétricos brasileiros referentes às várias configurações definidas no horizonte de planejamento no Plano Decenal PDEE 2007-2016. De maneira geral, os perfis de geração dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu não se alteram com mudanças de configuração. No entanto, os perfis dos subsistemas Norte e Madeira se alteram com a entrada em operação de Belo Monte, em 2014, apresentando a partir de então variações ao longo do ano mais suaves. Tendo em vista as características das usinas dos subsistemas da região Norte, e das dimensões da usina de Belo Monte, é de se esperar que as usinas situadas nesta região sejam impactadas pela operação de Belo Monte. No entanto, seus perfis permanecem estáveis após 2014. De forma geral, e em particular no caso destes subsistemas, deve-se utilizar os perfis referentes aos últimos anos do horizonte do Plano Decenal como sendo os perfis típicos para os anos mais distantes do horizonte de longo prazo.

As Figuras 3 (a-b) ilustram os perfis de geração hidráulica dos subsistemas elétricos brasileiros que podem ser considerados típicos para estudos de longo prazo. Pode-se perceber claramente a variação sazonal bastante acentuada em todos os

subsistemas da região Norte, com gerações médias mensais chegando a apresentar variações de $\pm 60\%$ com relação à geração média anual.

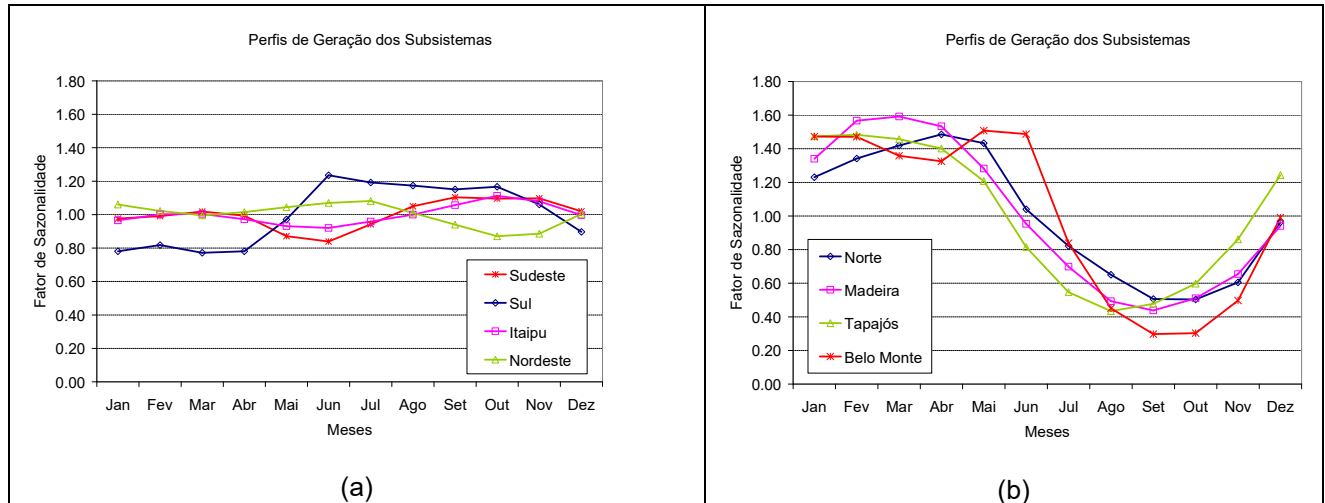


Figura 3. Perfis típicos de geração dos subsistemas elétricos

Havendo um perfil típico de geração para os subsistemas elétricos, o procedimento proposto para o modelo MELP é estender este perfil às correspondentes usinas hidrelétricas, visto que a formulação do MELP considera as usinas de forma individualizada. A aplicação destes perfis aos valores de energia média e firme associados a cada usina, permite estimar, de forma aproximada, seus valores máximos de geração média mensal nos cenários de hidrologia média e crítica, respectivamente. A possibilidade de determinação de valores médios mensais de geração máxima viabiliza uma análise da operação do sistema elétrico para períodos inferiores a um ano, incorporando assim a questão da sazonalidade da geração no modelo MELP. Deve ser ressaltado que, perfis de usinas hidrelétricas a fio d'água ou com reservatório de um mesmo subsistema são distintos, o que não é levado em conta no MELP, pois adota-se um perfil único para todas as usinas do subsistema. Entretanto, as diferenças entre o real perfil de uma usina e a de seu correspondente subsistema são canceladas nas restrições de atendimento à demanda ao serem somadas as gerações de todas as usinas hidrelétricas do subsistema. Como resultado, a geração do subsistema apresentará o perfil adotado, que reflete a sazonalidade que se deseja representar, de modo que sejam derivados, de forma mais precisa, os fluxos nas interligações entre subsistemas.

2.5.2.2. Representação matemática da sazonalidade

A inclusão da sazonalidade ao modelo MELP pode ser feita assumindo uma nova subdivisão do horizonte de planejamento, onde cada período de análise (tradicionalmente igual a um ano ou múltiplos de um) é subdividido em até quatro subperíodos. Os subperíodos não precisam necessariamente ter a mesma duração, mas devem ser representativos de uma certa estação do ano, por exemplo, estação das chuvas e estação seca. Faz-se, para cada subperíodo, uma análise da operação, levando-se em consideração a sazonalidade da geração através da aplicação de fatores sazonais de geração hidráulica dos subsistemas aos valores de energia média e firme de suas correspondentes usinas hidrelétricas, procedimento este que resulta em valores médios sazonais de energia média e firme.

Matematicamente, a formulação do MELP passa a ter, para cada subperíodo e cenário de hidrologia, uma restrição de balanço de demanda, além das restrições operativas. O limite máximo de geração para uma dada usina hidrelétrica, para um dado subperíodo e cenário de hidrologia média, é definido pela média aritmética dos valores médios mensais de energia média referentes aos meses de duração do subperíodo, ponderadas pela duração do subperíodo. Ressalta-se que a restrição de geração máxima das usinas hidrelétricas ao longo do período continua sendo seus valores originais de energia média e firme, nos cenários de hidrologia média e crítica, respectivamente, ponderadas pela duração do período.

Além da duração do subperíodo, é importante escolher adequadamente o mês inicial do mesmo de forma a melhor capturar a sazonalidade da geração hidráulica do subsistema elétrico.

2.5.3. Integração dos sistemas de gás natural e eletricidade no MELP

O desenvolvimento da indústria de gás natural resultou em um processo natural de integração entre os setores de eletricidade e gás natural em diversos países do mundo. No Brasil, este processo de integração iniciou-se no final da década de 90, notadamente com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia e das primeiras usinas termelétricas a gás natural conectadas ao sistema interligado nacional. A

perspectiva atual é de crescente utilização do gás natural para geração de energia elétrica, principalmente com a descoberta de grandes novas reservas (pré-sal). Dentro deste novo contexto, a realização de estudos de planejamento da expansão setoriais tornou-se inadequada, e os modelos computacionais que davam suporte a esses estudos requerem aprimoramentos para tratar de forma integrada os sistemas de gás natural e eletricidade.

O modelo MELP como apresentado até o presente momento tem como premissa que o conjunto de projetos de usinas termelétricas a gás natural é condizente com a capacidade de suprimento do sistema de gás natural. Assume-se que os investimentos no sistema de gás natural (investimentos feitos na área de extração, processamento, transporte via gasodutos ou nas instalações para re-gaseificação do gás natural liquefeito - GNL), assim como os custos associados à sua operação, estão refletidos no custo deste combustível fornecido às termelétricas.

A modelagem com base nestas premissas apresenta algumas limitações. A primeira diz respeito à compatibilidade entre a necessidade de gás natural do setor elétrico ao longo do horizonte de planejamento e a correspondente capacidade de suprimento do sistema de gás natural. O uso do gás natural não é exclusivo do sistema elétrico, pelo contrário, existe uma intensa competição pelo seu uso com os setores industrial, residencial e de transporte. Definir *a priori* uma dada parcela da produção de gás natural exclusiva para atendimento integral da demanda de gás natural do setor elétrico, sem certificar-se se as demandas dos outros setores são satisfeitas, pode levar a soluções pouco razoáveis do ponto de vista de otimização da expansão e/ou operação, quer seja do sistema elétrico quer seja dos outros setores.

A definição da parcela da capacidade de suprimento de gás natural que deve ser disponibilizada ao sistema elétrico não é elementar, ainda mais em um horizonte de longo prazo. Considerando uma dada capacidade de suprimento de gás natural, o cálculo da parcela ótima requer, além dos dados pertinentes ao sistema elétrico, os dados das demandas de gás natural dos outros setores, as possibilidades de substituição da demanda de gás natural por outro combustível quando da existência

de equipamentos bi-combustíveis, e os custos dos combustíveis alternativos e do gás natural.

O problema de otimização é mais complexo quando o sistema elétrico é hidrotérmico com predominância hidráulica, como é o caso do sistema brasileiro, em função da operação de natureza complementar das usinas termelétricas. Devido à variabilidade sazonal e às incertezas das vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas, o despacho de geração das usinas termelétricas é variável e incerto. Conseqüentemente, a necessidade de gás natural do sistema elétrico também é variável e incerta.

Uma das premissas do modelo MELP é que para um horizonte de planejamento de longo prazo, é razoável supor que na maior parte do tempo a hidrologia será favorável e as termelétricas irão operar em torno de seus limites operativos mínimos. Porém, o modelo também considera a possibilidade de ocorrência de cenário de hidrologia crítica, em que a operação das termelétricas deverá ser próxima aos limites máximos de geração. Se for considerada a necessidade de gás natural do sistema elétrico para este cenário de hidrologia crítica, a capacidade de produção de gás natural deverá ser elevada. Uma vez que este cenário deve ocorrer em apenas um ou outro período do longo horizonte de planejamento, resulta que na maior parte do tempo o sistema de gás natural estará operando de forma ociosa, o que pode inviabilizar os investimentos neste setor. Por outro lado, se o sistema de gás natural for dimensionado considerando a demanda deste combustível em cenário de hidrologia favorável, que é baixa, e a capacidade de suprimento remanescente atendendo aos outros setores, o sistema de gás natural poderá não ser capaz de atender a demanda do sistema elétrico nos eventuais períodos de estiagem.

Os investimentos para expansão do sistema de gás natural são quase sempre elevados, e a garantia de retorno, que é função da demanda futura de gás natural, deve ser analisada de forma criteriosa. A demanda incerta do gás natural do sistema elétrico brasileiro é o grande desafio para viabilização econômico-financeira dos projetos de expansão do sistema de gás natural. Uma solução comumente adotada é a definição de contratos do tipo *take or pay* em que são definidos níveis mínimos de compra de combustível. Esta solução, embora resolva o problema de viabilidade

econômico-financeira da expansão do sistema de gás natural, pode conduzir a uma expansão e/ou uma operação não ótima do setor elétrico.

De modo geral, nos setores que não o da eletricidade, os equipamentos que demandam gás natural são bi-combustíveis, por exemplo, os carros bi-combustíveis movidos a gás natural, ou alternativamente, a gasolina ou a álcool. Nesse caso, como os outros combustíveis (principalmente os derivados de petróleo) têm uma maior disponibilidade no mercado, pois tratam-se de *commodities* amplamente comercializadas sob as mais diversas formas de contrato e apresentam capacidade de estocagem, o gás natural pode ser facilmente substituído em caso de necessidade. Esta substituição, no entanto, não é possível no setor elétrico, pois o gás natural será demandado justo na ocorrência de um período de estiagem, quando as usinas hidráulicas apresentam severas limitações de geração.

Tendo em vista as características do sistema elétrico brasileiro, pode-se afirmar que a capacidade de suprimento de gás natural não deve ser inferior a demanda de gás natural do sistema elétrico em cenário de hidrologia média somada às demandas dos demais setores. Na ocorrência de um cenário de hidrologia crítica, a princípio, a demanda adicional requerida pelo sistema elétrico poderia ser parcial ou integralmente atendida pela parcela de gás natural destinada aos outros setores que podem operar com outro tipo de combustível (quando da existência de equipamentos bi-combustíveis). Se a demanda adicional do sistema elétrico não puder ser integralmente atendida com esta disponibilidade extra de gás natural, existem as seguintes soluções a se considerar: (i) ocorrência de déficit de energia elétrica, (ii) expansão adicional da capacidade de suprimento de gás natural, que no entanto deverá operar de forma ociosa em cenários de hidrologia média, (iii) expansão do parque gerador do sistema elétrico com usinas termelétricas que utilizem outro tipo de combustível. Visto que o déficit de energia elétrica não é permitido no modelo MELP, a escolha entre as outras duas possíveis soluções ocorrerá em função da atratividade econômica de cada uma delas.

A atratividade econômica da solução (ii) com relação à (iii) não pode ser avaliada no modelo MELP como proposto até então, pois o sistema de gás natural não está representado de forma detalhada. Conforme discutido anteriormente, os custos de

investimentos e operação deste sistema são representados através do custo do gás natural utilizado pelas termelétricas. Este custo pressupõe que os investimentos na expansão do sistema de gás natural foram considerados atrativos e podem ser feitos de forma incremental, isto é, à medida que a demanda por este combustível cresce ao longo do horizonte.

Para que o modelo MELP represente de forma adequada o problema do planejamento da expansão do sistema elétrico integrado ao sistema de gás natural, é necessário incluir no modelo a representação detalhada do sistema de gás natural. O detalhamento, no entanto, deve ser do mesmo nível que aquele adotado para representar o sistema elétrico, isto é, com simplificações compatíveis com o horizonte de longo prazo.

Para a representação do sistema do gás no MELP, são criados subsistemas de gás natural de forma análoga aos subsistemas elétricos, porém não necessariamente em igual número, podendo ou não representar a mesma região geográfica dos subsistemas elétricos. São considerados dois tipos de demanda de gás natural, a do sistema elétrico e a dos outros setores, doravante denominadas demanda de gás natural elétrica e não elétrica, respectivamente. A demanda de gás natural elétrica em cada subsistema de gás natural é função da geração das usinas termelétricas a gás natural alocadas em cada um destes subsistemas. Usinas termelétricas a gás natural de subsistemas elétricos distintos podem estar alocadas em um mesmo subsistema de gás natural.

No balanço de demanda de gás natural para cenário de hidrologia crítica, diferentemente do que se adota para o balanço de demanda de energia elétrica, pode-se permitir déficit de gás natural, porém apenas nas demandas não elétricas e no montante equivalente à capacidade de substituição de gás natural por outro combustível. Para cenário de hidrologia média, o déficit de gás natural deve ser feito em patamares, cada patamar representando a capacidade de substituição por um dado combustível, o qual é valorizado na função objetivo pelo custo do combustível alternativo. O último patamar deve ser referente à parcela da demanda não elétrica que não pode ser substituída por outro combustível, valorizada na função objetivo pelo custo de déficit de gás natural.

Em uma visão macro, o sistema de gás natural pode ser definido como constituído por equipamentos de exploração, extração, unidades de processamento de gás natural úmido em seco, unidades de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), gasodutos e sistema de distribuição. No MELP, as tecnologias de exploração, extração e processamento são representadas conjuntamente de forma análoga a uma usina geradora do sistema elétrico, porém com um custo operacional referente à soma dos custos anualizados de investimentos e operação associados a estas atividades. Em outras palavras, a decisão de investir ou não nestas tecnologias não é modelada. Trata-se de uma simplificação, pois considerou-se que, em função dos elevados investimentos na área de exploração e do elevado nível de incertezas associado a descobertas de novas reservas de gás natural, a representação das mesmas, na forma de variável de decisão, não seria condizente com a natureza dos outros investimentos considerados. Além disso, em caso de novas descobertas, os investimentos em extração e processamento do gás natural são naturalmente feitos para compensar aqueles já feitos na exploração, isto é, não serão definidos em função do problema de otimização que está sendo tratado.

Os gasodutos são representados de forma semelhante aos troncos de interligação dos subsistemas elétricos, e as unidades de regaseificação modeladas de forma análoga a uma usina geradora de eletricidade. Ambos são representados por variáveis de investimento e operação.

A Figura 4 a seguir ilustra, de forma esquemática, um exemplo de sistemas integrados de gás natural e eletricidade. São considerados dois subsistemas de gás natural, denominados subsistemas I e II, e dois subsistemas elétricos denominados A e B. Os subsistemas de gás natural são interligados através do gasoduto I-II e os subsistemas elétricos pela interligação A-B. A oferta de cada subsistema de gás natural consiste de um produtor (que inclui extração e processamento de gás natural) e uma instalação para importação de GNL, havendo a possibilidade de importação de um outro subsistema através de gasodutos. A termelétrica a gás natural do subsistema elétrico A recebe seu combustível do subsistema de gás natural I, da mesma forma que a termelétrica GN-B(I) do subsistema B. Porém, a outra termelétrica deste subsistema, GN-B(II), recebe gás natural do subsistema II.

Este exemplo tem por objetivo ilustrar a possibilidade das termelétricas de um dado subsistema elétrico receber gás de qualquer subsistema de gás natural. Observe que, além do atendimento da demanda de gás natural das termelétricas, os subsistemas a gás natural devem atender as demandas dos outros setores.

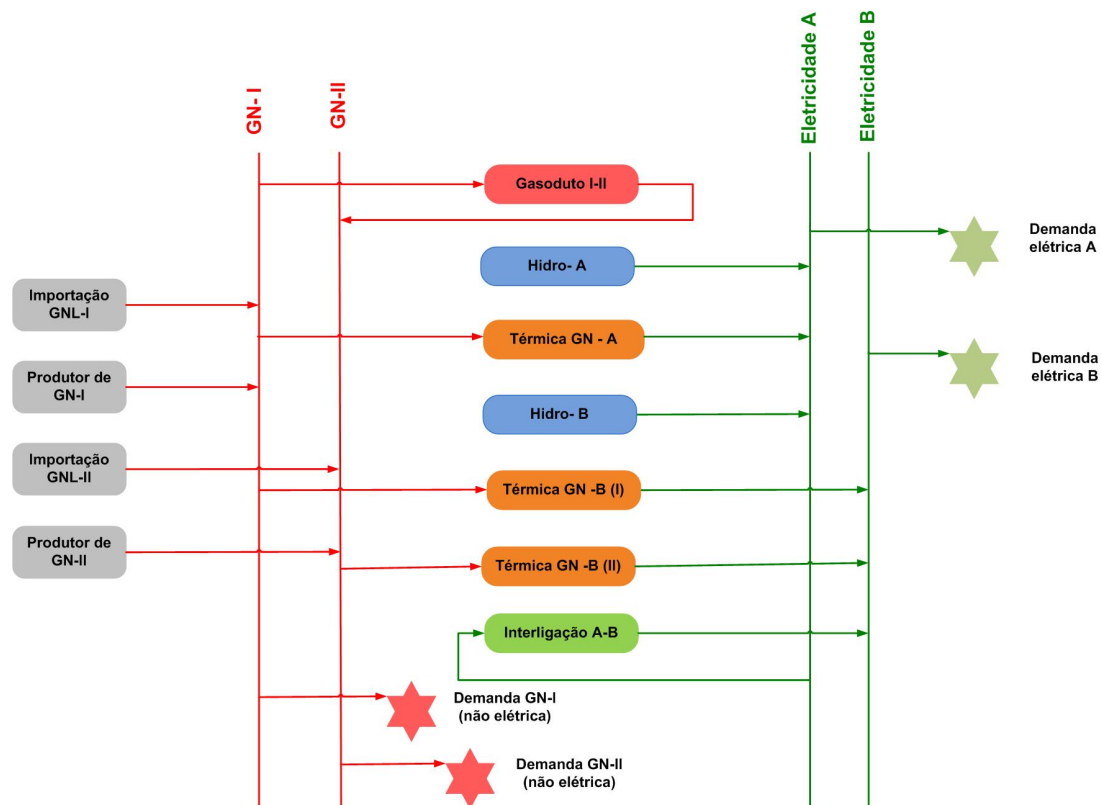


Figura 4. Diagrama esquemático de sistemas integrados de gás natural e eletricidade

2.5.3.1. Representação matemática do sistema de gás natural

Conforme discutido anteriormente, o suprimento, transporte e consumo de gás natural é representado de maneira semelhante ao sistema elétrico. São criados subsistemas de gás natural que podem ou não representar as mesmas áreas geográficas que os subsistemas elétricos, mas são necessariamente modelados separadamente. Os gasodutos são modelados com as mesmas características que as interligações. A demanda de gás natural de uma usina termelétrica é determinada em função da sua geração elétrica e com base em um fator de conversão linear, que converte MWh produzido em m^3 de gás natural consumido.

Na modelagem aqui proposta o suprimento das usinas termelétricas pode ser proveniente dos diversos subsistemas de gás natural, e a demanda total de gás natural de cada subsistema é definida pela soma das demandas de gás natural de suas usinas termelétricas bem como a demanda dos outros setores (transporte, indústria, etc).

A função objetivo original fica acrescida de uma parcela referente aos custos de investimentos em gasodutos e instalações de GNL, e outra parcela referente à soma dos custos de produção de gás natural de cada subsistema, de operação dos gasodutos e de racionamento de gás natural referentes à condição de hidrologia média. São incluídas restrições de balanço de demanda de gás natural para as condições de hidrologia crítica e média para cada subsistema de gás natural e restrições operativas associadas aos diversos componentes do sistema de gás natural.

3. Formulação Matemática do Modelo MELP

3.1. Considerações Gerais

O MELP é um modelo de otimização que utiliza a técnica de *Branch and Cut* para solução do problema da expansão da geração de longo prazo. Quando apenas o sistema elétrico é representado, sua função objetivo consiste em minimizar a soma dos custos de investimentos referentes a um cronograma de construção de usinas geradoras e interligações e custos de operação ao longo do horizonte de planejamento. Quando o sistema de gás natural é representado, os custos de investimento e operação devem incluir aqueles referentes aos gasodutos, as instalações para importação e regaseificação de GNL.

Os custos de operação do sistema elétrico, que incluem os custos associados à geração das usinas termelétricas e aqueles associados aos déficits de energia, são definidos a partir da análise da operação para um cenário de hidrologia média. Esta análise consiste de um conjunto de restrições que incluem o balanço de demanda (onde é permitido o déficit de energia), limites operacionais e limites de suprimento de energia. Quando o sistema de gás natural é representado, devem ser incluídos os custos de produção do gás natural, de operação dos gasodutos, das instalações para importação e regaseificação de GNL.

Adicionalmente, o modelo analisa a operação do sistema elétrico para um cenário de hidrologia crítica. Esta análise consiste de um conjunto de restrições semelhantes ao da análise para hidrologia média, porém a restrição de atendimento à demanda de energia elétrica não admite déficit de energia, garantindo-se assim a expansão necessária do parque gerador para atender a demanda de energia elétrica futura sem risco de déficit. Análise análoga é feita para o sistema de gás natural, quando este é representado no modelo MELP. Nesse caso, porém, admite-se um déficit de gás natural limitado à capacidade máxima de substituição do gás natural por outro combustível.

Os limites de suprimento de energia das usinas geradoras ao longo de um determinado período de análise dependem do cenário de hidrologia considerado. Para o cenário de hidrologia média, a produção de energia de uma usina hidrelétrica está limitada ao seu valor médio de geração em todo histórico de vazões, i.e. considera as energias firme e secundária. Para o cenário de hidrologia crítica, a produção de energia desta usina está limitada ao seu valor de energia firme.

Os valores de energia média e firme podem ser obtidos através de simulação dos modelos SUIISHI ou MSUI, para os projetos de usinas que possuem os dados requisitados por estes modelos, ou calculados de forma aproximada com base nas informações existentes [21].

Os conceitos de energias firme e média são estendidos para as usinas termelétricas através da definição de fatores de participação térmicos. Estes fatores devem reproduzir de forma aproximada a operação de caráter complementar das usinas termelétricas em cada cenário de hidrologia, isto é, são definidos fatores de participação crítico e médio. Estes fatores são definidos em termos da probabilidade de uma usina termelétrica operar na base em um determinado cenário de hidrologia. Estas probabilidades são calculadas a partir de simulações do modelo NEWAVE, de forma semelhante à metodologia para determinação de energia garantida, conforme descrito no Apêndice.

As simulações⁵ são realizadas com base em uma dada configuração estática. Na realidade, a configuração se altera ao longo do horizonte do plano de expansão, e conseqüentemente, alteram-se os limites de produção de energia de cada usina termelétrica nos dois cenários hidrológicos. Entretanto, assume-se que estes valores não variam muito de uma configuração para outra enquanto houver projetos hidráulicos econômicos que permitam manter a característica de predominância hidráulica do parque hidrotérmico brasileiro.

Quando o sistema de gás natural é representado no modelo MELP, os limites de operação dos seus diversos componentes não se alteram de um cenário de hidrologia para outro.

⁵ Inclusive as simulações com o modelo SUIISHI para determinação das energias firme e média das usinas hidráulicas.

3.2. Formulação Matemática Simplificada

A determinação do plano ótimo de expansão pode ser formulado de maneira simplificada pelo problema de otimização a seguir:

$$z = \text{Min } c'x + d'y,$$

s.a.

$$Ax \geq b,$$

$$Ex + Fy \geq h,$$

$$x \in \{0,1\}^n, y \in \mathbb{R}^{q+},$$

onde, $c \in \mathbb{R}^n$, $d \in \mathbb{R}^q$, A e b são matrizes $m \times n$ e $m \times 1$, respectivamente, E e F são matrizes $p \times n$ e $p \times q$ e h é uma matriz $p \times 1$. O custo de investimento é dado por $c'x$ e as restrições que dizem respeito somente às variáveis de investimento são representadas por $Ax \geq b$. As variáveis de operação são representadas por y e o custo de operação é dado por $d'y$. As restrições de operação são representadas por $Ex + Fy \geq h$.

Com base no problema de otimização acima descrito, pode-se apresentar a formulação detalhada do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo.

3.3. Formulação Matemática

3.3.1. Função Objetivo

A função objetivo do problema de planejamento da expansão da geração corresponde à minimização dos custos totais de investimento e do valor esperado dos custos de operação, na condição de hidrologia média, ao longo do horizonte de planejamento.

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1+\tau)^k} \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ j \in J_i^{HP}}} \phi h_{i,j}^k \cdot xh_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ j \in J_i^{EP}}} \phi g_{i,j}^k \cdot xg_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ j \in J_i^{TP}}} \phi t_{i,j}^k \cdot xt_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ z \in \Omega_i^{EL} \\ j \in J_{i,z}^{IP}}} \phi z_{i,z,j}^k \cdot xz_{i,z,j}^k + \right. \\ \left. \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ z \in \Phi_i^{GN} \\ j \in J_{i,z}^{GP}}} \phi gas_{i,z,j}^k \cdot xgas_{i,z,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ j \in J_i^{gnIP}}} \phi gnl_{i,j}^k \cdot xgnl_{i,j}^k \right] \\ + \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ j \in J_i^T \\ sz=1,\dots,SZ \\ l=1,\dots,L}} \gamma_{i,j}^k \cdot \tilde{t}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_e \\ sz=1,\dots,SZ \\ l=1,\dots,L \\ d=1,\dots,D}} \delta_{i,l,d}^k \cdot \tilde{w}_{i,sz,l,d}^k + \right. \\ \left. \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ sz=1,\dots,SZ}} \varphi_i^k \cdot \tilde{U}_{g,i,sz}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ j \in J_i^{gnI} \\ sz=1,\dots,SZ}} \psi_{i,j}^k \cdot \tilde{I}_{gnl_{i,j,sz}}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ z \in \Phi_i^{GN} \\ j \in J_{i,z}^G \\ sz=1,\dots,SZ}} \xi_{i,z,j}^k \cdot \tilde{F}_{i,z,j,sz}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I_g \\ sz=1,\dots,SZ}} \mu_i^k \cdot \tilde{W}_{g,i,sz}^k \right] \end{array} \right\}$$

onde,

i índice de subsistemas;

j índice de projeto (usinas ou interligações, para o sistema elétrico, e gasodutos ou instalações para importação de GNL, para o sistema de gás natural);

z índice de subsistema vizinho ao subsistema i ;

k índice do período de análise da operação (em anos);

sz índice da estação do ano;

K total de períodos no horizonte de planejamento;

I_e número de subsistemas elétricos;

I_g número de subsistemas elétricos;

d índice do patamar da curva de custo de déficit de energia elétrica;

D número de patamares da curva de custo de déficit de energia elétrica;

l índice do patamar de demanda de energia elétrica;

L número de patamares de demanda que compõem a curva de demanda de energia elétrica;

SZ número de estações sazonais;

τ taxa de desconto entre períodos;

J_i^{HP} conjunto de projetos candidatos a potência inicial de usinas hidrelétricas no subsistema i ;

J_i^{EP} conjunto de projetos candidatos a expansão complementar de usinas hidrelétricas no subsistema i ;

J_i^{TP} conjunto de projetos candidatos a usinas termelétricas no subsistema i ;

$J_{i,z}^{IP}$ conjunto de projetos candidatos de interligações entre os subsistema elétricos i e z ;

$J_{i,z}^{GP}$ conjunto de projetos candidatos de gasodutos entre os subsistemas de gás natural i e z ;

J_i^{gnIP} conjunto de projetos candidatos de instalações para importação de GNL no subsistema i ;

Ω_i^{EL} conjunto de subsistemas elétricos vizinhos ao subsistema elétrico i para os quais existem projetos candidatos de interligação ao subsistema i ;

Φ_i^{GN} conjunto de subsistemas de gás natural vizinhos ao subsistema de gás natural i para os quais existem projetos candidatos de gasodutos ligando ao subsistema i ;

J_i^T conjunto de usinas termelétricas no subsistema i . Este conjunto inclui as usinas existentes e os projetos candidatos;

J_i^{gnl} conjunto de instalações para importação de GNL no subsistema i . Este conjunto inclui as instalações existentes e os projetos candidatos;

- $J_{i,z}^G$ conjunto de gasodutos que ligam o subsistema de gás natural i ao subsistema z . Este conjunto inclui as gasodutos existentes e os projetos candidatos;
- $\phi h_{i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato (potência inicial) de usina hidrelétrica j do subsistema i , no período k ;
- $\phi g_{i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato à expansão complementar de usina hidrelétrica j do subsistema i , no período k ;
- $\phi t_{i,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato a usina termelétrica j do subsistema i , no período k ;
- $\phi z_{i,z,j}^k$ custo de investimento do projeto candidato de interligação j que conecta os subsistemas elétricos i e z , no período k ;
- $\phi gas_{i,z,j}^k$ custo de investimento do gasoduto j que conecta os subsistemas de gás natural i e z , no período k ;
- $\phi gnl_{i,j}^k$ custo de investimento da instalação para a importação de GNL j no subsistema de gás natural i , no período k ;
- $xh_{i,j}^k$ projeto candidato (potência inicial) de usina hidrelétrica j do subsistema elétrico i , no período k ;
- $xg_{i,j}^k$ projeto candidato a expansão complementar de usina hidrelétrica j do subsistema elétrico i , no período k ;
- $xt_{i,j}^k$ projeto candidato a usina termelétrica j do subsistema elétrico i no período k ;
- $xz_{i,z,j}^k$ projeto candidato de interligação j que conecta os subsistemas elétricos i e z no período k ;
- $xgas_{i,z,j}^k$ projeto candidato de gasoduto j que liga os subsistemas de gás natural i e z no período k ;

$xgnl_{i,j}^k$ projeto candidato de instalação para a importação de GNL j no subsistema de gás natural i no período k ;

$\gamma_{i,j}^k$ custo unitário de produção da termelétrica j do subsistema i durante o período k (no último período de planejamento, divide-se este valor por τ para representar a perpetuidade dos custos operativos das usinas termelétricas)

$\tilde{t}_{i,j,l}^k$ produção da termelétrica j do subsistema elétrico i no patamar de demanda de energia elétrica l durante o período k , em condição de hidrologia média;

$\delta_{i,l,d}^k$ custo de déficit de profundidade d do subsistema elétrico i no patamar de demanda elétrica l durante o período k ;

$\tilde{w}_{i,sz,l,d}^k$ déficit de energia elétrica de profundidade d do subsistema elétrico i no patamar de demanda de energia elétrica l , durante o período k , em condição de hidrologia média;

ϕ_i^k custo de produção/extração de gás natural no subsistema de gás natural i , no período k ;

$\tilde{u}_{g_{i,sz}}^k$ produção de gás natural no subsistema i , no período k , estação sz , em condição de hidrologia média;

$\psi_{i,j}^k$ custo de importação e regaseificação de GNL para a instalação j do subsistema de gás natural i , no período k ;

$\tilde{I}_{gnl_{i,j,sz}}^k$ quantidade importada/regaseificada de GNL pela instalação j do subsistema de gás natural i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\xi_{i,z,j}^k$ custo de operação do gasoduto j que conecta os subsistemas de gás natural i e z , no período k ;

$\tilde{F}_{i,z,j,sz}^k$ fluxo de gás natural através do gasoduto j entre os subsistemas de gás natural i e z , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

μ_i^k custo de déficit de gás natural no subsistema de gás natural i , durante o período k ;

$\tilde{W}g_{i,sz}^k$ déficit de suprimento de gás natural no subsistema de gás natural i , estação sz do período k , em condição de hidrologia média.

3.3.2. Restrições Associadas às Variáveis de Investimento

Estas restrições garantem que cada projeto candidato j seja implementado uma única vez no horizonte de planejamento, além de garantirem que a implementação obedeça às datas mínima e máxima para entrada em operação do projeto.

$$\sum_{k=1,\dots,K} xh_{i,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I, \quad j \in J_i^{HP}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xg_{i,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I, \quad j \in J_i^{EP}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xt_{i,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I, \quad j \in J_i^{TP}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xz_{i,z,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I, \quad z \in \Omega_i^{EL} \quad j \in J_{i,z}^{IP}$$

$$\sum_{k=1,\dots,K} xgas_{i,z,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I_G, \quad z \in \Phi_i^{GN} \quad j \in J_{i,z}^{GP}$$

$$\sum_{\substack{k=1,\dots,K \\ j \in J_i^{gnl}}} xgnl_{i,j}^k \leq 1 \quad i=1,\dots,I_G \quad j \in J_i^{gnlP}$$

$$xh_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datah_{i,j}^{\min} \leq k \leq datah_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k=1,\dots,K, \quad i=1,\dots,I_e, \quad j \in J_i^{HP}$$

$$xg_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datag_{i,j}^{\min} \leq k \leq datag_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k=1,\dots,K, \quad i=1,\dots,I_e, \quad j \in J_i^{EP}$$

$$xt_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datat_{i,j}^{\min} \leq k \leq datat_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k=1,\dots,K, \quad i=1,\dots,I_e, \quad j \in J_i^{TP}$$

$$xz_{i,z,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } dataz_{i,z,j}^{\min} \leq k \leq dataz_{i,z,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k=1,\dots,K, \quad i=1,\dots,I_e, \quad z \in \Omega_i^{EL} \quad j \in J_{i,z}^{IP}$$

$$xgas_{i,z,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datagas_{i,j}^{\min} \leq k \leq datagas_{i,j}^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k = 1, \dots, K, \quad i = 1, \dots, I_g, \quad z \in \Phi_i^{GN} \quad j \in J_{i,z}^{GP}$$

$$xgnl_{i,j}^k \begin{cases} \in \{0,1\} & \text{se } datagnl_i^{\min} \leq k \leq datagnl_i^{\max} \\ = 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad k = 1, \dots, K, \quad i = 1, \dots, I_g, \quad j \in J_i^{gnIP}$$

onde,

$datah_{i,j}^{\min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato (potência inicial) de usina hidrelétrica j do subsistema i ;

$datah_{i,j}^{\max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato a potência inicial de usina hidrelétrica j do subsistema i ;

$datag_{i,j}^{\min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato a expansão complementar de usina hidrelétrica j do subsistema i ;

$datag_{i,j}^{\max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato a expansão complementar de usina hidrelétrica j do subsistema i ;

$datat_{i,j}^{\min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato a usina termelétrica j do subsistema i ;

$datat_{i,j}^{\max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato a usina termelétrica j do subsistema i ;

$dataz_{i,z,j}^{\min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato de interligação j que conecta os subsistemas i e z ;

$dataz_{i,z,j}^{\max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato de interligação j que conecta os subsistemas i e z ;

$datagas_{i,z,j}^{\min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato de gasoduto j que conecta os subsistemas i e z ;

- $datagas_{i,z,j}^{max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato de gasoduto j que conecta os subsistemas i e z ;
- $datagnl_{i,j}^{min}$ data mínima para entrada em operação do projeto candidato de instalação para a importação de GNL j no subsistema i ;
- $datagnl_{i,j}^{max}$ data máxima para entrada em operação do projeto candidato de instalação para a importação de GNL j no subsistema i ;

Por facilidade de notação, convencionou-se que as unidades do sistema existentes são “adicionadas” no início do horizonte de planejamento, isto é, $x_{i,j}^1 = 1$ e $x_{i,j}^k = 0$, $\forall k=2, \dots, K$, e têm custo de investimento nulo, isto é, $\phi_{i,j}^k = 0$.

3.3.3. Restrições Operativas - Hidrologia Crítica

3.3.3.1. Sistema Elétrico

a) Suprimento de energia elétrica em cada patamar de demanda

Esta restrição garante que a demanda de energia elétrica em condição de hidrologia crítica seja atendida através das gerações das usinas hidrelétricas e termelétricas, intercâmbios de energia com outros subsistemas, não sendo permitindo déficit de energia elétrica⁶. É representada para cada subsistema elétrico i , patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k de planejamento.

$$\sum_{j \in J_i^H} \bar{h}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{j \in J_i^E} \bar{g}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \bar{t}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{\substack{z \in \Omega_i \\ j \in \Psi_{i,z}}} (\eta_{z,i,j}^k \bar{z}_{z,i,j,sz,l}^k - \bar{z}_{i,z,j,sz,l}^k) + \bar{W}_{i,sz,l}^k \geq \theta_l \cdot L_{i,sz,l}^k$$

$$\begin{aligned} i &= 1, \dots, I_e; \\ l &= 1, \dots, L; \\ k &= 1, \dots, K \\ sz &= 1, \dots, SZ \end{aligned}$$

onde,

⁶ Note que a equação balanço de suprimento de energia não inclui a variável de déficit.

$\bar{h}_{i,j,sz,l}^k$ produção hidrelétrica referente a potência inicial da usina j do subsistema elétrico i , no patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{g}_{i,j,sz,l}^k$ produção hidrelétrica devido a expansão complementar da usina j do subsistema elétrico i , no patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{t}_{i,j,sz,l}^k$ produção da termelétrica j do subsistema elétrico i , no patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\eta_{i,z,j}^k$ rendimento da interligação j que conecta o subsistema i ao subsistema z , durante o período k ;

$\bar{z}_{i,z,j,sz,l}^k$ fluxo de energia na interligação j do subsistema i para o subsistema z no patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

θ_l duração do patamar de demanda de energia elétrica l ;

$\bar{W}_{i,sz,l}^k$ demanda de potência a ser atendida do subsistema i no patamar de demanda de energia elétrica l da estação sz do período k ;

b) Limites de produção de energia hidrelétrica referente a potência inicial em cada patamar de demanda

Esta restrição impõe que a geração de uma usina hidrelétrica (potência inicial), em condição de hidrologia crítica, deve respeitar os seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda l de cada estação sz e período k de planejamento.

$$\bar{h}_{i,j,sz,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p H_{i,j} \cdot \theta_l) \quad i = 1,\dots, I_e; \quad j \in J_i^H; \quad k = 1,\dots, K; \quad l = 1,\dots, L$$

$$\bar{h}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad i=1,\dots,I_e; \quad j \in J_i^H; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

onde,

$\underline{H}_{i,j}$ potência hidrelétrica mínima da usina j do subsistema i ;

$\bar{H}_{i,j}$ potência hidrelétrica máxima da usina j do subsistema i ;

J_i^H conjunto de usinas hidráulicas do subsistema i em operação no período k .

c) Limites de produção de energia hidrelétrica referente à expansão complementar em cada patamar de demanda

Esta restrição impõe que a geração de uma usina hidrelétrica devido a sua expansão complementar, em condição de hidrologia crítica, deve respeitar os seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda de energia l de cada estação sz de cada período k de planejamento.

$$\bar{g}_{i,j,sz,l}^k \geq 0 \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^E; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

$$\bar{g}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xg_{i,j}^p \bar{G}_{i,j} \theta_l) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^{EP}; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

onde,

$\bar{G}_{i,j}$ potência hidrelétrica máxima, incluindo a expansão complementar, da usina j do subsistema i .

J_i^E conjunto de usinas hidráulicas do subsistema i com expansão complementar em operação no período k .

d) Limites de produção de energia hidrelétrica ao longo de todos os patamares de demanda

Esta restrição limita a geração de uma usina hidrelétrica, em condição de hidrologia crítica, ao longo de todos os patamares de demanda l e estações sz do período k , ao valor de sua energia firme.

$$\sum_{\substack{l=1,\dots,L \\ sz=1,\dots,SZ}} \bar{h}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{\substack{l=1,\dots,L \\ sz=1,\dots,SZ}} \bar{g}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \bar{E}_{i,j}) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^H \cup J_i^E; \quad k=1,\dots,K$$

onde,

$\bar{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina hidrelétrica j do subsistema i em condição de hidrologia crítica (energia firme).

e) Limites de produção termelétrica em cada patamar de demanda

Esta restrição limita a geração de uma usina termelétrica, em condição de hidrologia crítica, aos seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda de energia l de cada estação sz de cada período k de planejamento.

$$\bar{t}_{i,j,sz,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \underline{T}_{i,j} \cdot \theta_l \right) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^T; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

$$\bar{t}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_l \right) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^T; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

onde,

$\bar{T}_{i,j}$ Potência máxima da usina termelétrica j no subsistema i ;

$\underline{T}_{i,j}$ Potência mínima da usina termelétrica j no subsistema i ;

J_i^T conjunto de usinas térmicas do subsistema i em operação no período k .

f) Limites de produção de energia termelétrica ao longo de todos os patamares de demanda

Esta restrição limita a geração de uma usina termelétrica, em condição de hidrologia crítica, ao longo de todos os patamares de demanda de energia elétrica l , da estação sz do período k , ao valor esperado de produção máxima de energia em condição de hidrologia crítica.

$$\sum_{\substack{l=1,\dots,L \\ sz=1,\dots,SZ}} \bar{t}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \left[\bar{F}(c_j) \bar{T}_{i,j} + (1 - \bar{F}(c_j)) \cdot \underline{T}_{i,j} \right] \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^T; \quad k=1,\dots,K$$

onde,

$\bar{F}(c_j)$ fator de participação térmico em condição de hidrologia crítica da usina termelétrica j (cujo custo de operação é c_j);

g) Limites de fluxo nas interligações entre subsistemas

Esta restrição limita o fluxo na interligação j , em condição de hidrologia crítica, aos seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda de energia l de cada estação sz do período k de planejamento.

$$\bar{z}_{i,z,j,sz,l}^k \geq 0 \quad i=1,\dots,I; \quad z \in \Omega_i; \quad j \in J_{i,z}^l; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

$$\bar{z}_{i,z,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xz_{i,z,j}^p \bar{z}_{i,z,j,l} \cdot \theta_l \right) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in \Omega_i; \quad j \in J_{i,z}^l; \quad k=1,\dots,K; \quad l=1,\dots,L$$

onde,

$\bar{z}_{i,z,j,sz,l}$ capacidade da interligação j entre os subsistemas i e z no patamar de demanda de energia elétrica l , da estação sz do período k .

$J_{i,z}^l$ conjunto de interligações entre o subsistema i e z em operação no período k .

h) Déficit nulo

Esta restrição garante que, em condição de hidrologia crítica, não existe déficit de elétrica no subsistema i , no patamar l da estação sz do período k .

$$\bar{W}g_{i,sz,l}^k = 0$$

3.3.3.2. Sistema de gás natural

i) Balanço de demanda de gás natural

Esta restrição garante que em cada subsistema de gás natural i , em cada estação sz do período k , na condição de hidrologia crítica, o gás natural proveniente da produção/extração de gás no próprio subsistema, acrescido da importação através de gasodutos e instalações para importação de GNL, seja suficiente para atender a demanda das termelétricas a gás natural contidas neste subsistema, além das demandas não termelétricas.

$$\bar{U}g_{i,z}^k + \bar{I}gnl_{i,j,sz}^k + \sum_{\substack{z \in \Phi_i^{GN} \\ j \in J_{i,z}^G}} (\eta_{z,i,j}^k \bar{F}_{z,i,j,sz}^k - \bar{F}_{i,z,j,sz}^k) + \bar{W}g_{i,sz}^k = \sum_{j \in J_i^L} \left(\sum_{l=1, \dots, L} \bar{t}_{i,j,sz,l}^k \cdot F_{E \rightarrow G} \right) + \bar{D}_{i,sz}^k$$

$$i = 1, \dots, I_g;$$

$$k = 1, \dots, K;$$

$$sz = 1, \dots, SZ$$

onde,

$F_{E \rightarrow G}$ fator de conversão de energia elétrica produzida para gás natural consumido pelas termelétricas;

$\bar{U}g_{i,sz}^k$ produção de gás natural no subsistema i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{I}gnl_{i,sz}^k$ quantidade importada de GNL no subsistema i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{F}_{i,z,j,sz}^k$ fluxo de gás natural entre os subsistemas i e z , no gasoduto j , na estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{W}g_{i,sz}^k$ déficit de suprimento de gás natural no subsistema de gás natural i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{t}_{i,j,l,sz}^k$ produção da usina termelétrica à gás natural j , no subsistema elétrico i , no patamar de demanda de energia l da estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica;

$\bar{D}_{i,sz}^k$ demanda de gás natural para outros usos (demanda não termelétrica) do subsistema i na estação sz do período k .

j) Déficit de suprimento de gás natural nulo

Esta restrição garante que, em condição de hidrologia crítica, não existe déficit de suprimento de gás natural no subsistema i na estação sz do período k .

$$\bar{W}g_{i,sz}^k = 0$$

k) Limites de produção/extração de gás natural

Esta restrição limita o uso de gás natural proveniente do próprio subsistema, ou estabelecem quantidades mínimas de gás natural que devem ser utilizadas, em cada subsistema i , em cada estação sz de cada período k , na condição de hidrologia crítica.

$$\bar{U}g_{i,sz}^k \leq DG_{\max}^{i,k} \quad i = 1, \dots, I_g; \quad k = 1, \dots, K$$

$$\bar{U}g_{i,sz}^k \geq DG_{\min}^{i,k} \quad i = 1, \dots, I_g; \quad k = 1, \dots, K$$

$DG_{\max}^{i,k}$ disponibilidade máxima de gás natural nacional, no subsistema i no período k ;

$DG_{\min}^{i,k}$ produção mínima de gás natural nacional, no subsistema i , no período k ;

l) Limites de importação de GNL

Estas restrições estabelecem limites mínimo e máximo de importação de GNL em cada subsistema i , para cada período k , na condição de hidrologia crítica.

$$\sum_{sz=1, \dots, SZ} \bar{I}gnl_{i,sz}^k \leq Dgnl_{\max}^{i,k} \quad i = 1, \dots, I_g; \quad k = 1, \dots, K$$

$$\sum_{sz=1, \dots, SZ} \bar{I}gnl_{i,sz}^k \geq Dgnl_{\min}^{i,k} \quad i = 1, \dots, I_g; \quad k = 1, \dots, K$$

$Dgnl_{\max}^{i,k}$ importação máxima de GNL, no subsistema i , estação sz do período k ;

$Dgnl_{\min}^{i,k}$ importação mínima de GNL, no subsistema i , estação sz do período k ;

m) Limites de fluxo de gás natural

Esta restrição limita o fluxo de gás natural no gasoduto j , que conecta o subsistema i ao subsistema z , em cada estação sz do período k , em condição de hidrologia crítica, aos seus limites operativos.

$$\bar{F}_{i,z,j,sz}^k \geq 0 \quad i = 1, \dots, I_G; \quad j \in \Omega_i^G; \quad k = 1, \dots, K; \quad sz = 1, \dots, SZ$$

$$\bar{F}_{i,z,j,sz}^k \leq \sum_{p=1, \dots, k} \left(xgas_{i,z,j}^p \cdot \bar{P}G_{i,z,j} \right) \quad i = 1, \dots, I_g; \quad j \in \Phi_i^G; \quad k = 1, \dots, K; \quad sz = 1, \dots, SZ$$

onde,

$\overline{PG}_{i,z,j}$ capacidade máxima de fluxo de gás natural entre os subsistemas i e z , através do gasoduto j .

n) Limites de regaseificação de GNL

Esta restrição limita a quantidade de GNL importado que pode ser regaseificado através da instalação j para importação de GNL, do subsistema i no período k , em condição de hidrologia crítica.

$$\sum_{sz=1,\dots,SZ} \bar{I}gnl_{i,j,sz}^k \geq 0 \quad i=1,\dots,I_g; \quad k=1,\dots,K;$$

$$\sum_{sz=1,\dots,SZ} \bar{I}gnl_{i,j,sz}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xgnl_i^p \overline{PI}_{i,j} \right) \quad i=1,\dots,I_g; \quad k=1,\dots,K.$$

onde,

$\overline{PI}_{i,j}$ capacidade máxima de regaseificação de GNL da instalação j para importação de GNL do subsistema i .

3.3.4. Restrições Operativas - Hidrologia Média

3.3.4.1. Sistema elétrico

a) Suprimento de energia em cada patamar de demanda

Esta restrição garante que a demanda de energia elétrica do subsistema i , no patamar l da estação sz do período k , em condição de hidrologia média, seja atendida através das gerações das usinas hidrelétricas e termelétricas, intercâmbios de energia com outros subsistemas, sendo permitido déficits de energia.

$$\sum_{j \in J_i^H} \tilde{h}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{j \in J_i^{GP}} \tilde{g}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \tilde{t}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{\substack{z \in \Omega_i \\ j \in J_{i,z}^I}} (\eta_{z,i,j}^k \cdot \tilde{z}_{z,j,sz,l}^k - \tilde{z}_{i,z,j,sz,l}^k) + \sum_{d=1,\dots,D} \tilde{w}_{i,d,sz,l}^k \geq \theta_l \cdot DE_{i,l,sz}^k$$

$$i=1,\dots,I;$$

$$sz=1,\dots,SZ$$

$$l=1,\dots,L;$$

$$k=1,\dots,K$$

onde,

⁷ Note que esta equação de balanço de suprimento de energia inclui a variável de déficit.

$\tilde{h}_{i,j,sz,l}^k$ produção hidrelétrica (potência inicial) da usina j do subsistema i no patamar de demanda de energia l da estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{g}_{i,j,sz,l}^k$ produção hidrelétrica referente à expansão complementar da usina j do subsistema i no patamar de demanda de energia l da estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{z}_{i,z,j,sz,l}^k$ fluxo de energia na interligação j do subsistema i para o subsistema z no patamar de demanda de energia l da estação sz do período k , em condição de hidrologia média.

b) Limites de produção de energia hidrelétrica (potência inicial) em cada patamar de demanda

Esta restrição impõe que a geração de uma usina hidrelétrica (potência inicial), em condição de hidrologia média, deve respeitar os seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda l , da estação sz do período k .

$$\tilde{h}_{i,j,sz,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \underline{H}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad j \in J_i^H; \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, I; \\ sz = 1, \dots, SZ; \\ k = 1, \dots, K; \\ l = 1, \dots, L. \end{array}$$

$$\tilde{h}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad j \in J_i^H; \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, I; \\ sz = 1, \dots, SZ; \\ k = 1, \dots, K; \\ l = 1, \dots, L. \end{array}$$

c) Limites de produção de energia hidrelétrica referente à expansão complementar em cada patamar de demanda de energia

Esta restrição impõe que a geração de uma usina hidrelétrica referente à sua expansão complementar, em condição de hidrologia média, deve respeitar os seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda l de cada estação sz do período k .

$$\tilde{g}_{i,j,l}^k \geq 0 \quad i = 1, \dots, I; \quad j \in J_i^E; \quad k = 1, \dots, K; \quad l = 1, \dots, L$$

$$\tilde{g}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xg_{i,j}^p \bar{G}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^E; \quad k=1,\dots,K; \quad sz=1,\dots,SZ; \quad l=1,\dots,L$$

d) Limites de produção de energia hidrelétrica ao longo de todos os patamares de demanda e estações sazonais

Esta restrição limita a geração de uma usina hidrelétrica j , em condição de hidrologia média, ao longo de todos os patamares de demanda de energia l de todas as estações sz do período k , ao valor de sua energia média.

$$\sum_{\substack{sz=1,\dots,SZ \\ l=1,\dots,L}} \tilde{h}_{i,j,sz,l}^k + \sum_{\substack{sz=1,\dots,SZ \\ l=1,\dots,L}} \tilde{g}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \tilde{E}_{i,j}) + \sum_{p=1,\dots,k} [xg_{i,j}^p \cdot (\tilde{E}_{i,j} - \tilde{E}_{i,j})] \quad j \in J_i^H \cup J_i^E; \quad i=1,\dots,I; \quad sz=1,\dots,SZ; \quad k=1,\dots,K.$$

onde,

$\tilde{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina hidrelétrica j do subsistema i considerando tanto a potência inicial quanto a expansão complementar;

$\tilde{E}_{i,j}$ energia média produzida pela usina hidrelétrica j do subsistema i considerando apenas a potência inicial.

e) Limites de produção termelétrica em cada patamar de demanda de cada estação sazonal

Esta restrição limita a geração de uma usina termelétrica j , em condição de hidrologia média, aos seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda de energia l de cada estação sz de cada período k .

$$\tilde{t}_{i,j,sz,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} (xt_{i,j}^p \cdot \underline{T}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^T; \quad k=1,\dots,K; \quad sz=1,\dots,SZ; \quad l=1,\dots,L.$$

$$\tilde{t}_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xt_{i,j}^p \cdot \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_l) \quad i=1,\dots,I; \quad j \in J_i^T; \quad k=1,\dots,K; \quad sz=1,\dots,SZ; \quad l=1,\dots,L.$$

f) Limites de produção termelétrica ao longo de todos os patamares de demanda e estações sazonais

Esta restrição limita a geração de uma usina termelétrica j , em condição de hidrologia média, ao longo de todos os patamares de energia l e estações sz de cada período k , ao valor esperado de produção máxima de energia em condição de hidrologia média.

$$\sum_{\substack{l=1,\dots,L \\ sz=1,\dots,SZ}} t_{i,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xt_{i,j}^p \cdot [\tilde{F}(c_j) \cdot \bar{T}_{i,j}^k + (1 - \tilde{F}(c_j)) \cdot \bar{T}_{i,j}^k] \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \right) \quad j \in J_i^T; \quad k = 1,\dots,K \quad i = 1,\dots,I$$

onde,

$\tilde{F}(c_j)$ fator de participação em condição de hidrologia média da usina termelétrica j (cujo custo de operação é c_j).

g) Limites de fluxo nas interligações entre subsistemas

Esta restrição limita os fluxos nas interligações, em condição de hidrologia média, aos seus limites operativos mínimo e máximo, em cada patamar de demanda de energia l da estação sz do período k de planejamento.

$$\tilde{z}_{i,z,j,sz,l}^k \geq 0 \quad i = 1,\dots,I; \quad z \in \Omega_i^{EL}; \quad j \in J_{i,z}^I; \quad k = 1,\dots,K; \quad sz = 1,\dots,SZ; \quad l = 1,\dots,L$$

$$\tilde{z}_{i,z,j,sz,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left(xz_{i,z,j}^p \cdot \bar{Z}_{i,z,j,l} \cdot \theta_l \right) \quad z \in \Omega_i^{EL}; \quad j \in J_{i,z}^I; \quad i = 1,\dots,I; \quad k = 1,\dots,K; \quad sz = 1,\dots,SZ; \quad l = 1,\dots,L.$$

3.3.4.2. Sistema de gás natural

h) Balanço de demanda de gás natural

Esta restrição garante que em cada subsistema de gás natural i , em cada estação sz de cada período k , na condição de hidrologia média, o gás natural proveniente da produção/extração de gás no próprio subsistema, acrescido da importação através de gasodutos e instalações para importação de GNL, seja suficiente para atender a demanda das termelétricas movidas a gás natural contidas neste subsistema, além das demandas não termelétricas.

$$\tilde{U}_{g,i,sz}^k + \tilde{I}gnl_{i,sz}^k + \sum_{\substack{z \in \Phi_{i,z}^{GN} \\ j \in J_{i,z}^G}} (\eta_{j,i}^k \tilde{F}_{z,i,j,sz}^k - \tilde{F}_{i,z,j,sz}^k) + \sum_{d=1,\dots,D} \tilde{W}g_{i,sz,d}^k = \sum_{j \in J_i^T} \left(\sum_{l=1,\dots,L} \tilde{t}_{i,j,sz,l}^k \cdot F_{E \rightarrow G} \right) + \tilde{D}_{i,sz}^k \quad \begin{array}{l} i = 1,\dots,I_g; \\ k = 1,\dots,K; \\ sz = 1,\dots,SZ. \end{array}$$

$\tilde{U}_{g,i,sz}^k$ produção de gás natural no subsistema i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{I}gnl_{i,sz}^k$ quantidade importada de GNL no subsistema i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{F}_{z,i,j,sz}^k$ fluxo de gás natural entre os subsistemas z e i , através do gasoduto j , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{W}g_{i,sz,d}^k$ déficit de suprimento de gás natural de profundidade d no subsistema i , na estação sz do período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{t}_{i,j,sz,l}^k$ produção da usina termelétrica à gás natural j , no subsistema elétrico i , no patamar l , durante o período k , em condição de hidrologia média;

$\tilde{D}_{i,sz}^k$ demanda de gás natural para outros usos (demanda não termelétrica), em condição de hidrologia média, do subsistema i , na estação sz do período k .

i) Limites de produção/extração de gás natural

Esta restrição estabelece as quantidades mínima e máxima de produção de gás natural do subsistema i , na condição de hidrologia média, em cada período k .

$$\sum_{sz=1,\dots,SZ} \tilde{U}_{g,i,sz}^k \leq DG_{\max}^{i,k} \quad i = 1,\dots,I_g; \quad k = 1,\dots,K$$

$$\sum_{sz=1,\dots,SZ} \tilde{U}_{g,i,sz}^k \geq DG_{\min}^{i,k} \quad i = 1,\dots,I_g; \quad k = 1,\dots,K$$

j) Limites de importação de GNL

Esta restrição estabelece as quantidades mínima e máxima de importação de GNL, na condição de hidrologia média, em cada subsistema i , para cada período k .

$$\sum_{sz=1, \dots, SZ} \tilde{I}gnl_{i,sz}^k \leq Dgnl_{\max}^{i,k} \quad i=1, \dots, I_G; \quad k=1, \dots, K$$

$$\sum_{sz=1, \dots, SZ} \tilde{I}gnl_i^k \geq Dgnl_{\min}^{i,k} \quad i=1, \dots, I_G; \quad k=1, \dots, K$$

k) Limites de fluxo de gás natural

Esta restrição limita o fluxo de gás natural no gasoduto j , que liga o subsistema i ao z , no período k , aos seus limites operativos, em condição de hidrologia média.

$$\tilde{F}_{i,z,j,sz}^k \geq 0 \quad z \in \Phi_i^G; \quad j \in J_{i,z}^G; \quad i=1, \dots, I_g; \quad k=1, \dots, K; \quad sz=1, \dots, SZ.$$

$$\tilde{F}_{i,z,j,sz}^k \leq \sum_{p=1, \dots, k} \left(xgas_{i,z,j}^p \cdot \overline{PG}_{i,z,j} \right) \quad \begin{array}{l} i=1, \dots, I_g; \\ z \in \Phi_i^G; \quad j \in J_{i,z}^G; \quad k=1, \dots, K; \\ sz=1, \dots, SZ. \end{array}$$

3.4. Validação Inicial do Modelo MELP

A validação do programa MELP exigiu um grande esforço na montagem de um caso base para o sistema elétrico brasileiro. Em 2006, foi formada uma equipe técnica com os profissionais do MME, ELETROBRAS, EPE e do próprio CEPEL, a fim de se obter os dados necessários e analisar os resultados do MELP. O trabalho de validação do MELP teve por objetivo sua utilização na elaboração do Plano Nacional de Energia 2030 [22].

4. Bibliografia

1. Pereira, M.V.F. e Pinto, L.M.V.G., "Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning", *Mathematical Programming* 52, 359-375 52, 1991.
2. CEPEL, "NEWAVE Especificação Funcional", Relatório Técnico DPP/PEL 349/99, 1999.
3. Coussilat, E., "Risk and Uncertainty in Power Planning", UNDP General Review Seminar, Tunísia, 1988.
4. Gorenstein, B. G., Campadónico, N. M., Costa, J.P., Pereira, M. V. F., "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 8, No. 1, págs. 129-136, 1993.
5. Machado Junior, Z. S., Costa, J.P., Binato, S., Maculan, N., Terry, L.A., "Generation Expansion Planning considering Uncertainties", VIII SEPOPE-Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, IP-075, Brasil, 2002.
6. Terry, L.A., Melo, A.C.G., Lisboa, M.L.V., Maceira, M.E.P., Sabóia, C.H.M., Sagastizabal, C., Daher, M.J., Sales, P.R.H., "Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System", IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, SP-006, Brasil, 2004.
7. Barroso, L.A., Flach, B., Kelman, R., Bezerra, B., Binato, S., "Integrated gas-electricity adequacy planning in Brazil: technical and economical aspects", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
8. Trinkenreich, J., Pinheiro, S.F., "Planejamento da Expansão de Longo Prazo Usando Programação Linear", XV SOBRAPO, Vol. I, págs. 243-258, 1982.

9. Fortunato, L. A M., Araripe Neto, T. A, Albuquerque, J. C. R., Pereira, M.V. F., “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, EDUFF-Editora Universitária, 1990.
10. ELETROBRAS, “Plano Decenal de Expansão 2000-2009”, 2000.
11. CEPEL, “Manual de Referência do Modelo SUIISHI”, Relatório Técnico DP/DEA – 47723/08, 2008
12. ELETROBRAS, “Manual do usuário MSUI Versão 3.0”, 2007.
13. Billington, R., Allan, R.N., “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, Plenum Press, 1983.
14. CNPE/MME, Resolução No 9, de 28 de julho de 2008.
15. Agência Internacional de Energia Atômica, “Model of Energy Supply Strategy Alternatives and Their General Impacts- MESSAGE Manual”, 2003.
16. Agência Internacional de Energia, Energy Technology Systems Analysis Programme/Documentation for the TIMES Model, <http://www.etsap.org/documentation.asp>.
17. Millán, J., Campo, R.A., Sánchez-Sierra, G., SUPER Project Team, “A Modular System for Decision-Making Support in Generation Expansion Planning (SUPER)”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp 667-671, May 1998.
18. Firmo, H. T. e Legey, L.F. L., “Generation Expansion Planning: An Iterative Genetic Algorithm Approach”, IEEE transactions on Power Systems, Vol.17, No.3, pp. 901-906, 2002.
19. Lisboa, M.L.V., Marzano, L.G.B., Sabóia, C.H.M., Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., “A Mixed-integer Programming Model for Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System”, XVI PSCC, Glasgow, Escócia, 2008.
20. CEPEL, “Caso Base de Validação do Programa MELP para o Sistema Elétrico Brasileiro e Horizonte de Planejamento 2006-2030”, Relatório Técnico No 25111/07, 2007.

21. ELETROBRAS, “SIPOT- Sistema de informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro”, www.eletrobras.gov.br/EM_Atualizacao_SIPOT/sipot.asp
22. MME/EPE, “Plano Nacional de Energia 2030”, 2006, <http://www.mme.gov.br>
23. Lisboa, M.L.V., Marzano, L.G.B., Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., Sabóia, C.H.M., Justino, T.C., “A Simplified Approach to Estimate The Energy Production of Thermal Plants for Long Term Generation Expansion Planning Studies”, VI Congresso Latino-Americano de Geração e Transporte de Energia Elétrica, Mar del Plata, Argentina, 2005.
24. Maceira, M.E.P., Terry, L.A, Costa, F.S., Damázio, J.M., Melo, A.C.G., “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System”, Power System Computation Conference, Sevilha/Espanha, 2002.

5. Apêndice

5.1. Critério de Cálculo dos Fatores de Participação Térmicos

No modelo MELP, os limites máximos de geração das usinas termelétricas nos cenários de hidrologia crítica e média são definidos em função dos fatores de participação crítico e médio, respectivamente. Estes fatores representam a probabilidade de uma dada usina operar na base para um dado cenário de hidrologia.

Em termos matemáticos, para uma usina térmica i , os limites máximos de geração durante cada período são determinados pelas expressões a seguir:

$$\overline{G_c^i} = FP_c^i G_{\max}^i + (1 - FP_c^i) G_{\min}^i$$

$$\overline{G_m^i} = FP_m^i G_{\max}^i + (1 - FP_m^i) G_{\min}^i$$

Onde:

$\overline{G_c^i}, \overline{G_m^i}$ - limite máximo de geração da usina térmica i nos cenários de hidrologia crítica e média, respectivamente;

FP_c^i, FP_m^i - fator de participação crítico e médio da usina térmica i , respectivamente;

G_{\max}^i - disponibilidade máxima de geração da usina térmica i (i.e. potência nominal descontada das indisponibilidades forçada e programada);

G_{\min}^i - disponibilidade mínima de geração da usina térmica i (associada ao grau de inflexibilidade da usina).

5.1.1. Fator de Participação Térmico Médio

Uma usina térmica flexível, isto é, uma usina cujo nível de geração de energia não é fixa, com custo variável de produção c , somente deve ser posta em operação de base (geração máxima) quando o custo marginal de operação do sistema se tornar

maior do que c . Em termos simplificados, pode-se definir o fator de participação em determinada série hidrológica, para uma fonte flexível, através da relação entre a duração do tempo em que a fonte é despachada na base e a duração total da particular série.

Como as séries hidrológicas são aleatórias, o fator de participação em cada uma delas é uma variável também aleatória. Tal fator está diretamente relacionado às despesas com combustível da usina, quando ela estiver despachada na base. Seu valor esperado, tomado para todas as séries possíveis, independentemente das condições iniciais do sistema, é o fator de participação médio, FP_m^i , ou fator de participação em cenários de hidrologia média da usina térmica i . Em outras palavras, o fator de participação médio representa a própria probabilidade da fonte ser despachada na base.

5.1.2. Fator de Participação Térmico Crítico

Um período crítico se caracteriza como um intervalo de tempo com estiagem prolongada, no qual toda a capacidade de estoque de água dos reservatórios precisa ser utilizada para o atendimento à carga. Ele se inicia na última ocasião em que os reservatórios se encontrem completamente abastecidos e termina na última vez em que eles se achem totalmente deplecionados, sem que lhes seja possível reabastecerem-se plenamente durante o intervalo, conforme ilustrado na Figura 5.

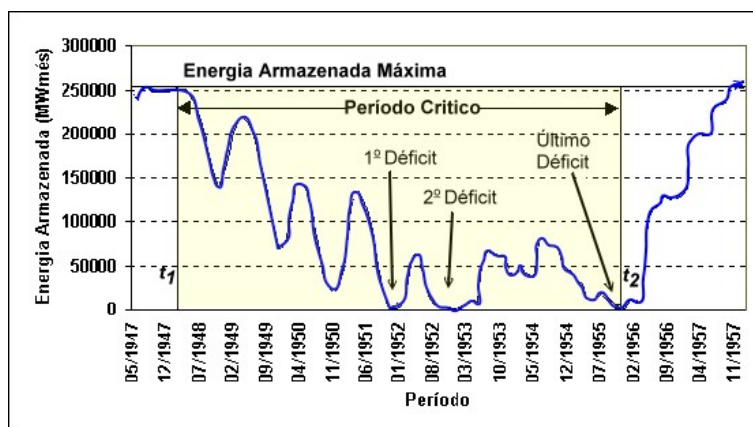


Figura 5 – Período Crítico de um Sistema Hidrotérmico

O fator de participação crítico pode ser definido pela relação entre o tempo em que uma fonte flexível é posta em regime de base, durante o período crítico, e a duração total deste período. Como no caso anterior, o fator de participação em um período crítico é uma variável aleatória, também de grande importância, pois está diretamente relacionado com a capacidade de produção garantida da usina térmica. Seu valor esperado, tomado em todas as seqüências hidrológicas que se caracterizam como períodos críticos, é o fator de participação crítico, FP_c^i , ou fator de participação em cenários de hidrologia crítica da térmica i . Ele representa a probabilidade de operação da usina em regime de base, durante os períodos críticos.

Ressalta-se que no cálculo destes dois fatores, também foram considerados os meses em que uma térmica não está na base, mas é geração marginal do sistema.

5.1.3. Critério de Cálculo

O critério proposto para cálculo dos fatores de participação adota premissas semelhantes àquelas para cálculo de energia assegurada, isto é, com base em simulações do programa NEWAVE, modificando-se a demanda de energia iterativamente até obter convergência ao risco de déficit desejado. Adota-se um horizonte de planejamento de 20 anos, com 10 anos pré e 5 anos pós, sem restrições nas capacidades de intercâmbio entre subsistemas.

Após a convergência, é feita uma simulação da operação do sistema interligado com 2000 séries sintéticas de energias afluentes aos subsistemas. Com os resultados obtidos, o seguinte algoritmo foi desenvolvido para cálculo dos fatores de participação crítico e médio:

5.1.4. Fator de Participação Crítico

Localizam-se os N_c períodos críticos com início e fim no horizonte de estudo;

Para cada período crítico j , calcula-se o fator de participação crítico de uma classe térmica i dividindo-se o número de meses em que a classe térmica foi despachada

no máximo ou de forma marginal ($N_{g\max}^{i,j}$) pelo número total de meses do período crítico j (N_{pc}^j);

Determina-se o fator de participação crítico de uma classe térmica i através da média aritmética dos fatores determinados para os N_c períodos críticos.

$$FP_{c,i} = \frac{1}{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} \frac{N_{g\max}^{i,j}}{N_{pc}^j}$$

5.1.5. Fator de Participação Médio

Para cada série j de afluições, determina-se o fator de participação de uma classe térmica i dividindo-se o número de meses em que a classe térmica foi despachada na base ou de forma marginal ($N_{g\max}^{i,j}$), pelo número de meses total do período de estudo (N_{estudo}).

Determina-se o fator de participação médio de uma classe térmica i através da média aritmética dos fatores determinados no passo anterior.

$$FP_{m,i} = \frac{1}{2000} \sum_{j=1}^{2000} \frac{N_{g\max}^{i,j}}{N_{estudo}}$$

A Figura 6 ilustra fatores de participação térmicos crítico e médio obtidos para o caso de validação do programa MELP⁸. A sensibilidade destes fatores com relação a inflexibilidade das usinas termelétricas e composição do parque hidrotérmico estão detalhadamente analisados em [23].

⁸ Com base na configuração referente ao ano 2015 do PDEE 2006-2015 [Erro! Fonte de referência não encontrada.].

Fatores de Participação

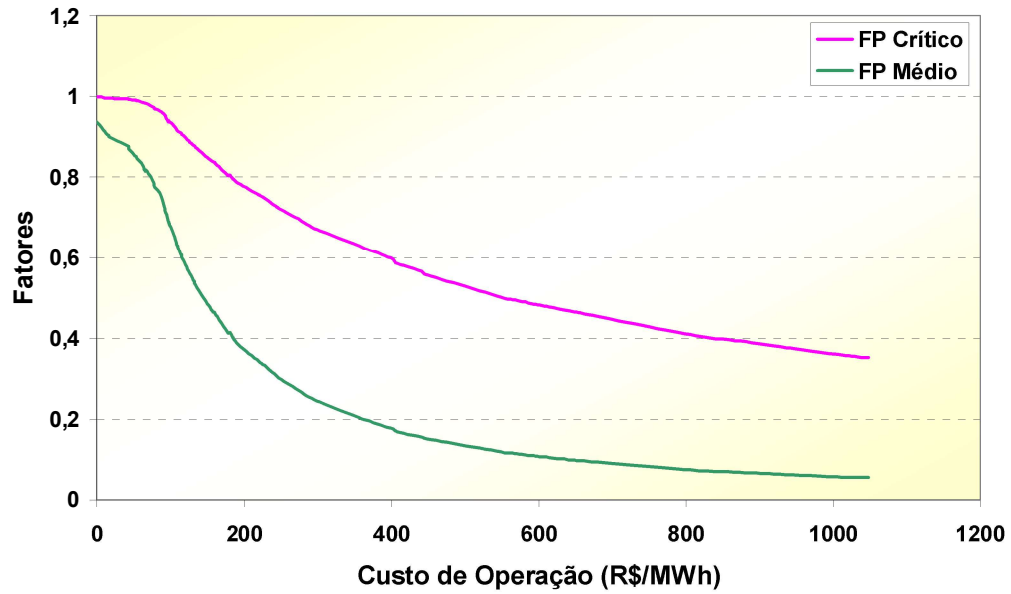


Figura 6. Fatores de Participação Térmicos - Configuração Estática 2015

5.2. Perfil típico de geração

Perfis de geração dos subsistemas ao longo do ano foram determinados com base em simulações com o programa NEWAVE versão 12.3, utilizando os arquivos de dados referentes ao Plano Decenal 2007-2016 (PDEE 2007-2016). As simulações foram feitas de forma análoga às necessárias para o cálculo da energia garantida, ou seja, considerando uma configuração estática, 2000 séries sintéticas de energias naturais afluentes e, como critério de convergência, a igualdade dos custos marginais de expansão e operação, com risco máximo de déficit igual a 5% nos subsistemas conjuntos Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

Foram feitas simulações para as configurações estáticas de vários anos do horizonte 2007-2016 e com base nos resultados, para cada configuração estática foram calculadas as médias mensais de geração hidráulica de cada subsistema. Posteriormente, para cada subsistema e configuração estática, foram calculados fatores mensais de sazonalidade dividindo-se a geração hidráulica média mensal pela correspondente geração hidráulica média anual, definindo-se assim o perfil de geração do subsistema para uma aquela configuração.

Tendo em vista a entrada em operação da usina hidrelétrica de Belo Monte em 2014, foram escolhidos dois anos anteriores e dois anos posteriores a 2014, para analisar os perfis de geração dos vários subsistemas. Por ser uma usina de grande porte, a escolha dos anos 2012, 2013, 2015 e 2016 teve por objetivo avaliar o impacto da operação desta usina no perfil de geração dos subsistemas. Os gráficos a seguir ilustram os perfis de geração de cada subsistema para os anos analisados.

O perfil de geração do subsistema Sudeste-Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Itaipu são bastante semelhantes em todos os anos, assim como os de Belo Monte e Teles Pires após a entrada em operação de suas usinas em 2015. No entanto, os perfis de geração dos subsistemas Norte e Madeira alteram-se após a entrada de Belo Monte, passando a partir de então a apresentar uma variação sazonal mais suave.

