

## **USO DE MODELOS DE OTIMIZAÇÃO PELA ÁREA DE GÁS & ENERGIA DA PETROBRAS**

**Leonardo A. M. Moraes**

PETROBRAS – Soluções em Pesquisa Operacional  
Avenida Nilo Peçanha, 151 – 7º andar – 20020-100 – Rio de Janeiro/RJ  
leonardo.moraes@petrobras.com.br

### **RESUMO**

Este trabalho apresenta as principais atividades do mercado de gás natural e geração de energia com participação da Petrobras. Devido à complexidade inerente ao problema, o planejamento de investimentos e operação da infraestrutura da companhia é dividido em três distintos níveis. São descritos os principais modelos utilizados neste processo, as técnicas utilizadas para sua solução, e a troca de dados entre eles. Por fim, são apontados os principais desafios ainda encontrados no desenvolvimento destes modelos.

**PALAVRAS CHAVE. Planejamento, Gás Natural, Geração de Energia.**

**P&G – PO na Área de Petróleo e Gás**

### **ABSTRACT**

This work reports on the main activities of the natural gas and energy generation market that involve Petrobras. Due to the problem high complexity, the investment and operation planning of the company infrastructure is done in three different levels. We describe the models used in this process, as well as their solution techniques and data interchange among them. Finally, we address the main challenges we expect to face in the future.

**KEYWORDS. Planning, Natural Gas, Energy Generation.**

**OR in Oil and Gas**

## 1. Introdução

O planejamento da expansão e da operação da infraestrutura de gás natural e o uso desta *commodity* na geração de energia tem papel relevante na Petrobras. Por expansão, entende-se o desenvolvimento de novos campos de gás natural – nacionais ou internacionais, a construção ou expansão de trechos de gasodutos, a renovação de contratos de fornecimento de gás a companhias distribuidoras locais, e a construção ou aquisição de uma usina termelétrica. Além disto, há uma crescente necessidade de se integrar o planejamento da expansão com o plano de operação, de modo a se garantir a lucratividade dos projetos, como descrito em Kelman (2009).

No Brasil, o gás natural é utilizado principalmente:

- para consumo residencial e industrial;
- para reinjeção em poços de petróleo, de modo a aumentar-se a produção de óleo;
- como combustível, na forma de gás natural veicular; e
- como combustível em usinas termelétricas.

Diferentemente da maioria dos outros países, a demanda acima pode ser prevista com boa precisão, exceto a termelétrica, e especialmente quando se lida com longos horizontes de planejamento.

Além da dificuldade na previsão de demanda termelétrica, atenção especial deve ser dada aos projetos. Investimentos em novas fontes de gás natural, normalmente levam muitos anos até que a produção possa ser iniciada de maneira segura e confiável. Assim, estes projetos devem ser considerados em um planejamento de longo prazo, como citado em Li et al (2010).

Conforme citado anteriormente, um importante fator a ser considerado no planejamento da infraestrutura de gás natural da companhia é a incerteza na demanda referente à geração de energia. Esta característica torna os problemas de planejamento problemas estocásticos – normalmente de grande porte.

O sistema de geração de energia brasileiro, ou SIN – Sistema Interligado Nacional, possui forte predominância hídrica e é caracterizado por grandes reservatórios, com capacidade de regularização plurianual, dispostos em forma de cascata em diversas bacias hidrográficas. Usinas hidrelétricas são responsáveis por cerca de 85% da energia gerada anualmente no país. Devido a estas características, a operação é direcionada pelas afluências de água aos reservatórios – ocorrência e previsão, dependendo do nível de planejamento.

Como exemplo, caso os reservatórios estejam em níveis baixos, como os verificados no início do ano de 2013, e um período de baixa afluência seja esperado, um despacho preventivo de usinas termelétricas ocorre, de modo a se evitar um maior deplecionamento dos reservatórios. Por outro lado, caso o nível dos reservatórios esteja normal, ou alto, e um período de afluências próximas à média histórica possua alta probabilidade de ocorrência, há a tendência de se ter um baixo nível de geração termelétrica, pois não há necessidade de se economizar a água reservada.

Assim, o despacho termelétrico depende da previsão de afluência aos reservatórios. Como estas afluências são estocásticas, o despacho termelétrico também o é. No Brasil, o despacho é realizado por um operador independente – ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, e é suportado pelo uso de um modelo computacional – chamado NEWAVE, descrito em Maceira et al (2008). Este modelo utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica, descrita inicialmente em Pereira e Pinto (1991) como método de solução. Uma das saídas deste modelo é um conjunto de diversos cenários de despacho termelétrico e custos marginais de operação do sistema, que são usados como dados de entrada de alguns dos modelos de planejamento da Petrobras, conforme descrito nas próximas seções.

Entre os níveis de decisão presentes na cadeia de modelos da Petrobras, duas

importantes relações podem ser claramente notadas: a primeira delas é que, à medida que o horizonte de planejamento aumenta, há maiores incertezas relacionadas ao problema. Este fato se deve principalmente à incerteza do despacho termelétrico, conforme já citado, mas não se resume a esta característica. O preço do óleo e todos os outros preços relacionados, e os volumes de oferta disponíveis em diversos pontos – representativos da previsão de novas descobertas, também têm incertezas associadas. Assim, os modelos utilizados no planejamento em níveis estratégico e tático devem considerar estas incertezas. Além disto, conforme o horizonte de estudo diminui, há uma maior necessidade de se considerar regras operacionais. Isto ocorre pelo fato de que modelos com menor horizonte de estudo são utilizados para direcionar a operação do sistema e, caso mais restrições sejam consideradas, maior a probabilidade da solução ótima encontrada pelo modelo poder ser efetivamente colocada em prática.

A outra importante relação existente na cadeia de modelos é a maior necessidade de representação das regras de negócio conforme o horizonte de estudo diminui. Esta necessidade existe pelo fato de modelos de curto prazo necessitarem de respostas que podem, efetivamente, ser colocadas em prática – ou respostas próximas a operações viáveis.

A técnica usualmente escolhida pela Petrobras para se resolver problemas com dados incertos é a programação estocástica. Esta escolha não é exclusiva da companhia, sendo seu uso em diversos níveis de planejamento já estudado por diversos autores. Em Sagastizábal (2012), é possível se encontrar uma extensa lista de exemplos de modelos de decomposição aplicados à otimização de sistemas de geração de energia. Em Santoso et al (2005), um modelo estocástico é proposto para o projeto da rede da cadeia de suprimento em condições de incerteza. O objetivo deste último trabalho é realizar o roteamento de produtos a partir do fornecedor a seus clientes, e definir que centros de distribuição devem ser construídos. Esta modelagem resulta em um problema de programação linear inteira mista, que é resolvido através da técnica de aproximação por médias amostrais (SAA – acrônimo para a expressão em inglês *sample average approximation*). Mais detalhes acerca do SAA podem ser encontrados em Kleywegt et al (2002).

Em Schütz et al (2009) também é estudado o projeto de uma cadeia de suprimentos, desta vez para a indústria norueguesa de carne. Os autores aplicam SAA e relaxação Lagrangeana para resolver o problema resultante, um problema estocástico de dois estágios. Outro exemplo de modelagem integrada de investimentos e operação é apresentado por Li et al (2011), que propõem um problema inteiro misto de grande porte, resolvido através do uso da técnica de decomposição não convexa generalizada de Benders.

O artigo está dividido da seguinte forma: na seção 2 as principais características dos mercados de gás natural e de geração de energia elétrica são descritas. A cadeia de modelos usada na Petrobras para o planejamento, bem como uma descrição de cada um dos modelos são apresentadas na seção 3. Os principais desafios a serem enfrentados no desenvolvimento destes e de outros modelos são explicitados na seção 4.

## 2. Descrição do Problema

### 2.1. O Mercado de Gás Natural

Conforme citado em Kupermann (2011), o gás natural deve tornar-se um participante mais relevante na oferta de energia no Brasil ao longo das próximas décadas. Associado em grande parte à produção de petróleo, o gás deverá ter sua utilização ampliada com a entrada em operação dos campos do pré-sal e a extensão das redes de distribuição do produto.

Em 2010, a oferta total de gás natural no Brasil foi 61,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, dos quais 45% foram produzidos no país, 43% importados da Bolívia e 12% importados na forma de gás natural liquefeito (GNL), especialmente de Trinidad & Tobago e da Nigéria. No período 2000-2010, a produção local cresceu a uma taxa de 5% ao ano. Ao mesmo tempo, as importações da Bolívia aumentaram a uma taxa de 16% ao ano. Um contrato de

fornecimento de 20 anos entre os dois países deve ser renegociado em 2019, quando se estima que a produção de gás natural no Brasil será de 176 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ampliando ainda mais o poder de negociação do Brasil em relação à Bolívia.

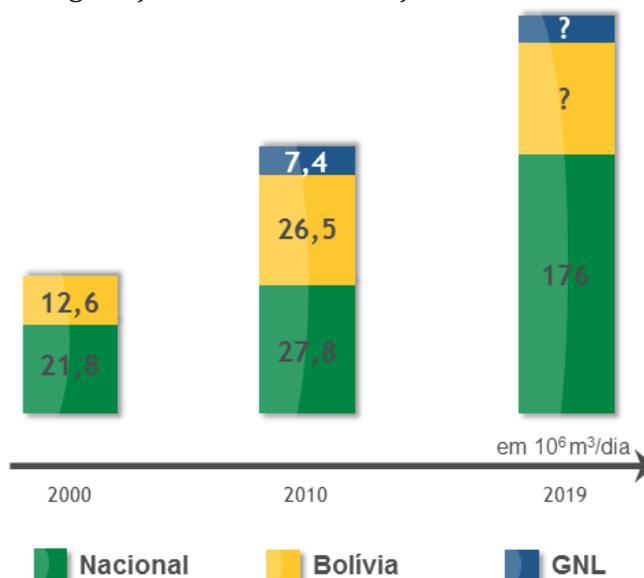


Figura 1 – Evolução da oferta de gás natural usado no Brasil por origem

É esperado que um modelo de apoio à decisão, neste caso, ajude o tomador de decisão a responder a alguns questionamentos, tais como: no processo de renegociação do contrato de fornecimento com a Bolívia, que nível deve ser contratado e com qual nível de flexibilidade?

Estas perguntas são extremamente importantes pelo fato do contrato de fornecimento de gás natural Boliviano possuir cláusulas *take or pay*. Estas cláusulas obrigam o comprador – no caso, a Petrobras, a efetuar um pagamento mensal mínimo ao fornecedor – governo Boliviano, mesmo que o montante de gás consumido desta fonte no mês correspondente leve a um custo menor. Esta cláusula visa a garantir um aporte financeiro mensal mínimo para o fornecedor, mesmo em períodos de baixo consumo, por parte do consumidor.

Parte do gás pago, mas não consumido, no mês pode ser recuperado nos meses seguintes. Esta cláusula de recuperação de gás é conhecida como cláusula de *make up*. A consideração de cláusulas *take or pay* e *make up* no processo de planejamento da operação do sistema energético brasileiro é abordada em Moraes et al (2008).

Além das questões referentes ao gás boliviano, uma fonte desta *commodity* com crescente importância no mercado é o GNL – gás natural liquefeito. O GNL é, na verdade, gás natural em sua forma líquida. Para ser mantido neste estado, o gás natural é resfriado até uma temperatura de -163 graus Celsius. Nesta temperatura, o volume ocupado pelo combustível é reduzido a cerca de 1/600 do seu volume original e pode ser transportado de maneira eficiente por longas distâncias através de navios carregadores.

O desenvolvimento do mercado de GNL em nível mundial permite, atualmente, um melhor uso desta fonte, pois, com a possibilidade de se transportá-la entre os hemisférios, demandas sazonais de gás podem ser atendidas mais facilmente. A estrutura atualmente existente no Brasil é a de dois portos de regaseificação – onde as cargas de GNL são regaseificadas e inseridas na malha, localizados nos estados do Rio de Janeiro e Ceará, e um novo terminal a ser inaugurado no último trimestre de 2013, no estado da Bahia.

O problema do dimensionamento de cargas de GNL a serem compradas a longo prazo, e a exposição da companhia ao mercado *spot* é extremamente complexo. Novamente, parte desta complexidade se deve à incerteza na demanda termelétrica, que é significativa.

Assim, este planejamento também é suportado na Petrobras através de modelos de pesquisa operacional. Em Anderson et al (2010) a cadeia de suprimentos do GNL é explicada, bem como 2 modelos, relacionados a gerenciamento de estoque e planejamento de transporte deste combustível são apresentados.

Na Figura 2 são apresentadas as principais atividades do mercado de GN no Brasil. Os modelos descritos nas seções seguintes englobam todas as atividades destacadas pelo retângulo nesta figura.

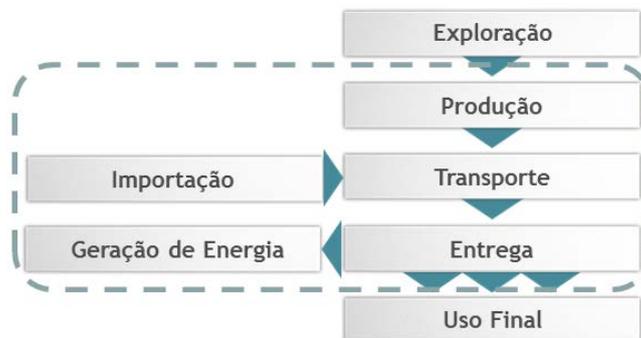


Figura 2 – Atividades do mercado de gás natural no Brasil

## 2.2. O Mercado de Geração de Energia

O despacho termelétrico no Brasil é realizado por um operador independente do sistema – ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Este despacho é resultante de um modelo de otimização que visa a uma operação com o menor custo esperado possível, de forma geral.

Devido às diferentes ordens de grandeza entre as capacidades de geração hidrelétrica e térmica existentes no parque gerador brasileiro, e, principalmente, à diferença entre os custos variáveis de geração destas duas fontes, cerca de 85% da energia atualmente gerada no Brasil provém de usinas hidrelétricas. Um alto nível de despacho termelétrico normalmente ocorre somente quando os níveis de água nos reservatórios das hidrelétricas estão baixos e a afluência futura prevista não é suficiente para a normalização destes níveis.

Embora a parcela da geração termelétrica seja pequena, se comparada à geração hidrelétrica como um todo, levando-se em consideração apenas a demanda de gás natural para a Petrobras este uso do combustível é extremamente significativo. Assim, pequenas variações dos níveis de potência despachada em nível nacional representam uma grande variação percentual na demanda por gás natural.

Por outro lado, grande parte da demanda não térmica por gás natural é considerada demanda firme, i.e, há pouca flexibilidade associada ao montante de gás que deve ser entregue em pontos de demanda. Mesmo que alguma flexibilidade exista, a empresa normalmente é obrigada a pagar pelo custo do combustível alternativo, o que usualmente envolve grandes somas de dinheiro. Desta forma, não há a possibilidade de se buscar complementariedade entre as diferentes demandas de gás natural, de modo a se ter maior estabilidade na demanda total deste combustível.

Há ainda um outro fator importante: a capacidade de estocagem de gás natural no Brasil é muito pequena. Somente os gasodutos são responsáveis pelo estoque de gás no país. Assim, não se tem a possibilidade de realizar estoques preventivos de gás natural de forma a acomodar a demanda futura de GN referente aos despachos termelétricos.

Uma alternativa para o suprimento desta demanda incerta de gás natural seria o uso do GNL. Cargas esporádicas de GNL podem ser compradas sem a necessidade de se firmar contratos de longo prazo – embora cargas *spot* normalmente possuam custos unitários mais altos. Assim, poder-se-ia imaginar que, ao ter as suas termelétricas

despachadas, a Petrobras poderia comprar, no mercado *spot* de GNL, o número de cargas (navios) necessárias para garantir este suprimento. Porém, os intervalos envolvidos no problema são diferentes: enquanto a diferença entre o momento da comunicação do despacho do operador à empresa e o início da operação termelétrica seja medido em (poucos) dias, o intervalo entre a contratação de uma carga de GNL e o respectivo início do processo de regaseificação da mesma, normalmente é medido em semanas, chegando até a 2 meses.

Como conclusão, entende-se que uma boa política de contratação prévia de cargas de GNL deve ser realizada, considerando-se distintos cenários futuros de despacho termelétrico, mas também a melhor operação diária também deve ser definida. Caso uma carga de GNL chegue a um dos terminais da empresa em um momento de despacho termelétrico baixo, deve-se tomar a melhor medida operativa possível: devolver a carga, revendê-la com grande chance de perda monetária, absorver a carga através da redução do nível de importação de gás boliviano, ou estocar parte da carga nos gasodutos – operação conhecida como empacotamento.

Outro nível de decisão está relacionado à geração de energia elétrica: embora não seja comum, após o despacho das suas termelétricas, a Petrobras pode decidir pelo não cumprimento destas metas de geração – despacho por mérito, decidindo por um deficit. Além disto, há também a possibilidade de se gerar energia além do nível despachado pelo operador. Neste caso, esta geração adicional pode ser utilizada para a exportação de energia ou para a geração de créditos de energia.

Ao se gerar créditos de energia, a empresa opta por alocar a parcela excedente à parcela despachada em um banco de créditos, que podem ser utilizados futuramente para substituir parte de outro despacho. Esta operação é justificada pelo fato do sistema entender que, caso a Petrobras gere mais energia do que o solicitado pelo operador, isto significa que um montante de energia foi economizado nos reservatórios hidrelétricos. Assim, caso em algum momento futuro não seja econômica ou fisicamente possível que a Petrobras gere o montante de energia solicitado pelo operador, pode-se utilizar esta água economizada previamente nos reservatórios do sistema.

Porém, caso, em algum momento entre a geração do crédito de energia e a decisão de utilizá-lo, aconteça ao menos um cenário de vertimento nos reservatórios, os créditos de energia da Petrobras são perdidos. Este comportamento pode ser entendido como: caso haja a perda de água nos reservatórios – já que a água vertida não passa pelos geradores, a primeira perda se refere às parcelas de água economizadas pela companhia. Isto significa que a Petrobras assume o risco de vertimento ao gerar créditos de energia.

Finalmente, exceto em casos especiais de pedidos de geração por razões elétricas, a Petrobras pode optar por gerar fisicamente a energia em uma termelétrica diferente da despachada pelo ONS, caso a companhia acredite que esta opção aumente a sua eficiência. Esta operação é conhecida como *substituição*.

Dadas todas as regras descritas nas seções anteriores, o problema de planejamento de investimentos e operação da infraestrutura de gás natural da Petrobras e geração de energia é um problema de grande porte, longo horizonte, com acoplamento temporal, e de características estocásticas. Além disto, a tomada de decisão referente a este problema acontece em distintos níveis dentro da empresa, em diferentes gerências. Desta forma, não é possível a sua resolução através de um único modelo, sendo necessário o uso de uma cadeia de modelos interligados. Na próxima seção são descritos os principais modelos desta cadeia.

### **3. A Cadeia de Modelos de Otimização em G&E da Petrobras**

#### **3.1. Planejamento de Investimentos em Nível Estratégico**

O primeiro problema tratado é o do planejamento de investimentos a longo prazo – i.e, o problema em nível estratégico. Nesta fase do planejamento, dados os níveis de

incerteza inerentes ao problema, sua abordagem deve ser feita de modo estocástico.

Como, neste caso, estamos lidando com um problema de planejamento de longo prazo, com horizontes de 20 a 30 anos, as restrições operacionais são modeladas com um menor nível de detalhamento do que no caso da otimização da operação. Além disto, algumas regras do setor de geração de energia também são modeladas de forma relaxadas, já que há uma grande probabilidade das mesmas serem alteradas ao longo dos próximos 20 ou 30 anos. Com isto, garante-se uma otimização que não seja direcionada por um aspecto legal que possa parar de existir ao longo do horizonte de planejamento.

O principal objetivo deste modelo é determinar um plano de investimentos ótimos, incluindo a expansão da capacidade de gasodutos existentes, ou a construção de novos trechos, volumes para novos contratos de demanda de gás, como, por exemplo, os contratos com companhias distribuidoras locais (CEG-Rio, Comgás, Gasmig, etc.), além do investimento no desenvolvimento de novos campos de gás natural e novas usinas termelétricas. Além disto, busca-se também determinar a operação ótima de toda a rede de gasodutos, compressores e UPGN (unidades de processamento de gás natural), o que significa determinar o fluxo de gás nos gasodutos, o montante de gás absorvido de cada ponto de oferta e entregue a cada ponto de demanda e a operação das usinas termelétricas.

Caso seja optado por entregar uma quantidade de gás abaixo da contratada em um ponto de demanda, a Petrobras deve arcar com o custo de deficit nesta diferença entre os volumes contratado e entregue. Além disto, a demanda das usinas termelétricas está relacionada aos seus níveis de despacho, i.e, o despacho energético é convertido em demanda de gás levando-se em consideração a eficiência das máquinas geradoras – *heat rate*.

Os investimentos são oferecidos em projetos ao modelo. Um projeto pode consistir de qualquer combinação de investimentos em: gasodutos, pontos de oferta e demanda de gás, e usinas termelétricas. Como exemplo, um projeto pode consistir de um novo trecho de gasoduto para levar gás de um campo já desenvolvido para um novo nó de demanda, também incluído no projeto, sujeito a volumes mínimo e máximo.

O problema de investimento e operação consiste então em decidir (i) que projetos de investimento devem ser realizados, quando, e em que níveis, e (ii) dada uma política ótima de investimento, volumes de gás que devem ser comprados nos pontos de oferta, entregues nos pontos de demanda, incluindo as termelétricas, volumes carregados nos gasodutos, e a operação ótima das usinas.

Na Figura 3 uma simples representação do problema é apresentada. Nós de oferta são representados pela letra S, enquanto nós de demanda são representados pelas caixas com letra D. A rede interna da companhia é composta de gasodutos, compressores, UPGNs – estes dois últimos representados pelas letras C e U, respectivamente. Uma usina termelétrica é também representada, através da caixa com letra T.

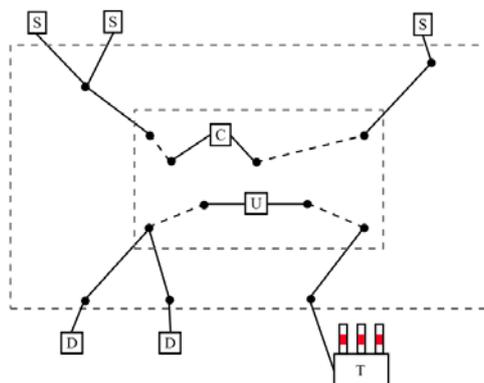


Figura 3 – Representação simplificada do modelo estratégico

De maneira compacta, o modelo determinístico de planejamento de investimentos e operação da rede de gás natural da Petrobras pode ser escrito como a seguir.

$$\begin{aligned} \min_{x,y} \quad & c^\top x + q^\top y \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} Tx + Wy = h, \\ x \in X, \\ y \in \mathbb{R}_+^m, \end{cases} \end{aligned}$$

onde o vetor de variáveis de decisão  $x$  representa as decisões relativas a investimentos, enquanto o vetor  $y$  representa todas as decisões relativas à operação ótima do sistema. Porém, conforme citado em seções anteriores, especialmente para modelos que lidam com longos horizontes de planejamento, incertezas devem ser levadas em consideração no modelo final.

Como a principal fonte de incerteza tratada neste problema se refere ao despacho energético, são considerados diversos cenários futuros para este parâmetro. Estes cenários são representados pelo vetor aleatório  $\xi$ , em um espaço de probabilidades apropriado  $(\Xi; \sigma(\Xi); P)$ . A formulação resultante é como se segue.

$$\begin{aligned} \min_{x,y} \quad & \mathbb{E}[c^\top x + q^\top y] \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} Tx + Wy(\xi) = h(\xi), \\ x \in X, \\ y(\xi) \in \mathbb{R}_+^m, \forall \xi \in \Xi, \end{cases} \end{aligned}$$

onde o operador  $\mathbb{E}$  representa o valor esperado. Como é assumido neste trabalho que a variável aleatória (despacho energético) seja bem representada por um conjunto finito de  $N$  cenários,  $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_N$ , com probabilidades associadas  $p_i > 0$ , para  $i = 1, \dots, N$ , pode-se substituir o operador  $\mathbb{E}$  pela soma (finita) apresentada a seguir.

$$\begin{aligned} \min_{x,y} \quad & c^\top x + \sum_{i=1}^N p_i [q^\top y_i] \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} Tx + Wy_i = h(\xi), \\ x \in X, \\ y_i \in \mathbb{R}_+^m, \forall i = 1, \dots, N. \end{cases} \end{aligned}$$

O problema resultante possui grande porte e não pode ser resolvido diretamente, i.e, sem a aplicação de técnicas de decomposição, para um grande número de cenários. Em Moraes et al (2013) são apresentadas as aplicações de métodos de feixes e redução ótima de cenários a este problema, de maneira a viabilizar a sua otimização para este caso. Uma maior descrição do problema tratado também é fornecida neste trabalho.

Como principal dado de saída deste modelo, tem-se a carteira ótima de investimentos a serem realizados nos próximos 20 a 30 anos, de forma a se maximizar o resultado esperado para a companhia. De posse deste plano de investimentos, aqueles realizados no horizonte dos próximos 3 anos são informados como dado de entrada para o modelo rodado em nível tático, descrito na seção 3.2, a seguir.

### 3.2. Planejamento da Alocação de Gás e Energia em Nível Tático

Dados os investimentos ótimos escolhidos pelo modelo descrito na seção 3.1, há uma necessidade de se planejar a operação da rede pelos próximos 3 anos. Neste caso, ao

reduzir-se o horizonte de estudo, um maior número de regras operacionais devem ser consideradas. Assim, o modelo resultante é um *programa linear inteiro misto* (MILP).

Como exemplo de um maior nível de detalhamento, para o modelo descrito nesta seção, as térmicas são divididas em 2 visões principais: física e contratual. Para a primeira delas, diversos *blocos físicos* são considerados, podendo representar uma ou mais máquinas geradoras. A sua divisão acontece de acordo com os valores de *heat rate* das máquinas. O *heat rate* representa a eficiência dos geradores, i.e, a quantidade de energia – em MW, gerada por uma certa quantidade de gás – fornecida em Mm<sup>3</sup> ou MMBtu. Além disto, como as máquinas normalmente não operam na ordem de eficiência, são necessárias variáveis binárias para garantir uma solução viável de operação. Outras variáveis binárias são necessárias para garantir dependência entre blocos e despacho em níveis discretos.

Em relação à visão contratual, o montante de energia gerado por uma termelétrica pode ser dividido também em blocos. Estes blocos diferenciam-se entre si pois podem ter diferentes valores de CVU – custo variável unitário, associados a eles. Diferentes valores de CVU podem representar, por exemplo, a venda de parte da garantia física da termelétrica em um leilão de energia. Assim, não basta que o modelo decida a quantidade de energia gerada por uma termelétrica, mas também deve *nominar* esta energia. As principais modalidades de nominação de energia são:

- despacho por ordem de mérito;
- geração para substituição;
- exportação; e
- despacho por razões elétricas.

Os diferentes usos da energia gerada levam a distintas remunerações. Como exemplo, caso um bloco de CVU esteja nominado como exportação, receberá uma remuneração unitária diferente da que ele receberia caso estivesse despachado pelo ONS. A Figura 4 mostra um esquema com as principais nominações de energia consideradas no modelo.

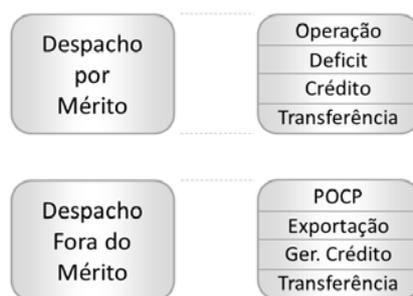


Figura 4 – Nominações de energia

Duas diferentes opções de otimização são disponibilizadas neste modelo. Como seu horizonte ainda é maior do que o horizonte no qual se poderia ter certeza dos dados previstos, é possível que uma otimização estocástica seja realizada. Neste caso, são tomadas decisões que levem a um maior valor esperado do resultado econômico da companhia no horizonte de planejamento.

Caso se opte pela otimização determinística, um ou mais cenários podem ser otimizados. Neste caso, cada cenário possuirá sua decisão ótima correspondente. Mesmo neste caso, podem ser calculados valores médios esperados para a operação, como a geração média por mérito, quantidade média de gás entregue em cada ponto de demanda, etc. De maneira compacta, o modelo pode ser escrito como a seguir.

$$\begin{aligned} \max_{x,y} \quad & c_1^\top x_1 + c_2^\top x_2 \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} A_1 x_1 + A_2 x_2 = b, \\ x_1 \in \mathbb{R}_+^n, x_2 \in \mathbb{Z}_+^m, \end{cases} \end{aligned}$$

onde a função objetivo  $c_1^\top x_1 + c_2^\top x_2$  representa o resultado da companhia, i.e, receitas menos custos.

Um importante direcionador que este modelo pode fornecer aos modelos de programação da operação é o valor futuro dos créditos de energia em seu período inicial. Conforme explicado na seção 2.2, a Petrobras pode optar pela geração de mais energia do que efetivamente despachada. Neste caso, esta energia é contabilizada numa conta de créditos e futuros despachos podem ter seu valor diminuído caso a companhia opte por não gerar fisicamente energia, mas utilizar créditos previamente acumulados.

Desta forma, seria importante que o valor (ótimo) da operação em médio prazo pudesse ser escrito através de uma função em termos da quantidade de créditos de energia inicialmente disponível para o sistema -  $e_0$ . Esta função, chamada de função valor de créditos, e representada por  $\alpha(e_0)$  é apresentada a seguir.

$$\alpha(e_0) := \begin{aligned} \max_{x,y} \quad & c_1^\top x_1 + c_2^\top x_2 \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} A_1 x_1 + A_2 x_2 = b(e_0), \\ x_1 \in \mathbb{R}_+^n, x_2 \in \mathbb{Z}_+^m. \end{cases} \end{aligned}$$

O vetor  $e_0$  representa a quantidade de créditos de energia disponível para o sistema, para cada subsistema, no período inicial. Assim, através de algumas otimizações, pode-se construir uma curva de valor futuro do crédito de energia, para cada submercado. Esta curva é utilizada como dado de entrada no modelo de otimização em nível operacional. Um fator complicador é o fato que a função valor de créditos,  $\alpha(e_0)$ , é não convexa, já que os problemas resolvidos são inteiros mistos. Assim, antes da mesma ser utilizada no modelo de programação do sistema, há um processo de concavificação da mesma. O resultado deste processo é apresentado na Figura 5, a seguir.

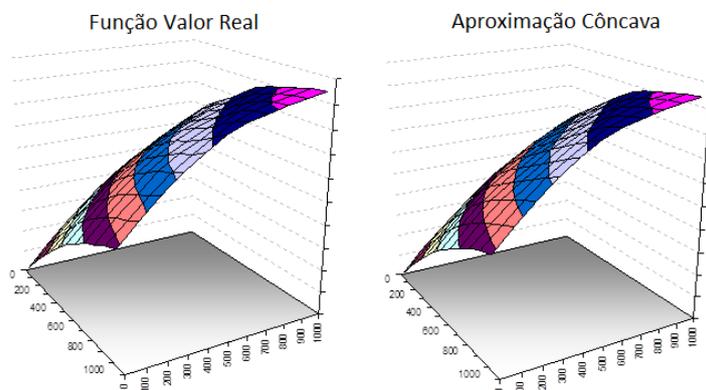


Figura 5 – Antes e depois do processo de concavificação da função valor de créditos

Desta maneira, esta aproximação da função valor de créditos pode ser facilmente considerada no modelo de programação da operação, descrito na seção a seguir.

### 3.3. Modelo da Alocação de Gás e Energia em Nível Operacional

Posteriormente à definição da política ótima de investimentos da Petrobras, em níveis estratégico e tático, um importante problema ainda deve ser resolvido - a

programação da operação de curto prazo.

No problema de programação da operação da infraestrutura de gás natural e geração de energia tem-se uma modelagem ainda mais detalhada do que no problema descrito na seção 3.2, haja vista que a solução proposta por este modelo deve ser muito próxima de uma solução que possa ser colocada em prática pelos operadores. Como principais diferenças entre os modelos de planejamento e programação, podem-se citar:

- divisão do horizonte em períodos diários e/ou patamares diários de carga (por exemplo: cargas leve, média, e alta);
- inclusão de restrições operacionais de empacotamento mínimo e máximo nos gasodutos;
- consideração de rampas de ligação de máquinas e tempos mínimos de funcionamento e de repouso; e
- otimização determinística.

Porém, no modelo de programação da operação a função valor de créditos de energia deve ser considerada. Ao considerar-se esta função é de certa forma garantido que a modelo para a otimização da programação também leve em consideração o impacto que esta operação tem no nível tático - i.e, nos próximos 3 anos. Assim, garante-se o acoplamento dos modelos de planejamento tático e operação da produção.

De maneira compacta, o problema pode ser escrito como a seguir.

$$\begin{aligned} \max_{x,y} \quad & c_1^\top x_1 + c_2^\top x_2 + \tilde{\alpha} \\ \text{s.a.} \quad & \begin{cases} A_1 x_1 + A_2 x_2 = b, \\ \tilde{\alpha} \leq \gamma_\ell + \pi_\ell^\top x_1, \quad \ell = 1, \dots, k, \\ x_1 \in \mathbb{R}_+^n, x_2 \in \mathbb{Z}_+^m, \end{cases} \end{aligned}$$

onde a função  $\tilde{\alpha}$  representa a aproximação para a função valor de créditos de energia e os hiperplanos  $\gamma_\ell + \pi_\ell^\top x_1$  são calculados no modelo tático de planejamento, descrito na seção 3.2, e é exemplificada na Figura 5.

#### 4. Conclusões e Desafios Futuros

Nas seções anteriores foram apresentadas as principais características dos mercados de gás natural e geração de energia. Devido à crescente necessidade por um planejamento coordenado de ambos os setores, os modelos desenvolvidos na Petrobras devem considerar, simultaneamente, as características mais importantes destes setores, levando os modelos resultantes a serem de difícil resolução computacional.

A cadeia de modelos de otimização atualmente utilizada na Petrobras traz outros ganhos à companhia além da otimização dos dados. Através de seu uso, garante-se que as mesmas premissas sejam usadas em todos os níveis decisórios e traz uma maior facilidade na troca de informações entre todos os setores envolvidos nos processos de planejamento e programação.

Com a crescente complexidade das regras de negócio de ambos os setores, há ainda muitos desafios a serem superados em termos de pesquisa operacional neste processo. Ainda não é possível que algumas relações não lineares sejam consideradas nos modelos sem que esta consideração traga um aumento no tempo de otimização, o que torna o uso de modelos não lineares ainda incompatíveis com o tempo necessário para a tomada de decisão.

Finalmente, outras fontes de incerteza devem ser consideradas, principalmente nos problemas de planejamento. Com um maior número de fontes de incerteza consideradas, há a necessidade de um maior número de cenários, e a consequente aplicação de técnicas de

redução de cenários e métodos de decomposição para que o problema continue sendo computacionalmente tratável. Além disto, uma etapa anterior deve garantir que a geração de cenários resulte em séries de valores realmente possíveis de ocorrerem, ao se considerarem características como a correlação entre diversas variáveis.

### Agradecimentos

O autor gostaria de agradecer, em ordem alfabética, a Carolina Vielmond, Flávia Schittine, e Sergio Bruno a parceria no desenvolvimento dos modelos citados neste trabalho.

### Referências

- Anderson, H. Christiansen, M. e Fagerholt, K.**, *Energy, Natural Resources and Environmental Economics - Transportation Planning and Inventory Management in the LNG Supply Chain*, Springer, 2010.
- Kelman, R.**, Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural, *Tese de Doutorado*, COPPE/UFRJ, 2009.
- Kleywegt, A. Shapiro, A. e Homem-de-Mello, T.** (2002), The sample average approximation method for stochastic discrete optimization, *SIAM Journal on Optimization*, 12(2), pp 479-502.
- Kupermann, M.O.**, Relatório Brasil sustentável - Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás, Ernst & Young Terco Brasil, 2011.
- Li, X. Armagan, E. Tomasgard, A. e Barton, P.** (2010), Long-term planning of natural gas production systems via a stochastic pooling problem, *American Control Conference (ACC)*, 429-35.
- Li, X. Armagan, E. Tomasgard, A. e Barton P.** (2011), Nonconvex generalized Benders decomposition for stochastic separable mixed-integer nonlinear programs, *Journal of Optimization Theory and Applications*, 151, pp 425-54.
- Maceira, M.E.P. Duarte, V.S. Penna, D.D.J. Moraes, L.A.M. e Melo, A.C.G.** (2008), *Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in Brazil – description of NEWAVE model*, IEEE Power Systems Computation Conference, Glasgow.
- Moraes, L.A.M. Sagastizábal, C. e Maceira, M.E.P.** (2008), *Consideration of Gas Supply Contracts with Take-or-pay Clauses in the Brazilian Long-term Energy Planning*, International Conference on Engineering Optimization, Rio de Janeiro.
- Moraes, L.A.M. Bruno, S. e Oliveira, W.** (2013), *Optimization Techniques for the Brazilian Natural Gas Network Planning Problem*, Optimization Online, Disponível online em [http://www.optimization-online.org/DB\\_FILE/2013/06/3909.pdf](http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2013/06/3909.pdf).
- Sagastizábal, C.** (2012), Divide to conquer: decomposition methods for energy optimization, *Mathematical Programming*, 134, pp 187-222.
- Santoso, T. Ahmed, S. Goetschalckx, M. e Shapiro, A.** (2005), A stochastic programming approach for supply chain network design under uncertainty, *European Journal of Operational Research*, 167(1), pp 96-115.
- Schultz, P. Tomasgard, A. Ahmed, S.** (2009), Supply chain design under uncertainty using sample average approximation and dual decomposition, *European Journal of Operational Research*, 199(2), pp 409-19.