

## 6

### **Cálculo Do Volume de Gás Natural disponível para o Mercado Flexível**

Como etapa inicial para aplicar a metodologia proposta, é necessário estimar o volume de gás que estaria disponível no mercado flexível e a probabilidade e severidade das interrupções aos consumidores do mercado flexível. Para isto, é necessária a simulação do despacho hidrotérmico brasileiro para um conjunto de cenários hidrológicos, visando assim obter cenários de despacho térmico (e de consumo de gás) cujo complemento será a disponibilidade de gás para o mercado secundário.

Este processo é dividido nas seguintes etapas:

- a) **Construção de um cenário de oferta e demanda** – nesta etapa é preparado um cenário de crescimento mensal da demanda para cada submercado a partir de hipóteses de crescimento do PIB. A seguir, é ajustado um plano de expansão a este cenário, levando em conta a competitividade das opções de geração disponíveis (usinas, hidrelétricas, térmicas a gás, carvão e outras, e interconexões internacionais), os limites de transmissão e as características do mercado brasileiro
  
- b) **Modelo computacional para projeção de preços spot e geração** – para os estudos de caso desta tese, utilizou-se o modelo de despacho hidrotérmico<sup>8</sup>. A partir de um cenário de oferta e demanda de energia elétrica, o modelo calcula as funções de custo futuro do sistema hidrotérmico, levando em consideração as restrições do sistema hidrotérmico e as incertezas nas afluências. O algoritmo de cálculo das FCFs é uma extensão do procedimento de PDE apresentado no Capítulo 3, chamada PD Dual Estocástica. Uma vez calculadas as FCFs, o SDDP

---

<sup>8</sup> Foi utilizado o software SDDP (baseado na metodologia de programação dinâmica estocástica dual, que trata o problema de despacho de mínimo custo do sistema de forma individualizada por usina), de propriedade da PSR Consultoria – <http://www.psr-inc.com>

simula a operação do sistema, isto é, resolve sucessivamente o problema de despacho para um conjunto de *cenários hidrológicos* (conjunto de vazões afluentes ao longo dos T estágios) indexados por  $s = 1, \dots, S$ . O resultado da simulação consiste de um conjunto de preços spot,  $\{\pi_{ts}\}$ , para cada submercado, e um conjunto de produções de energia para cada um dos J geradores,  $\{g_{jts}\}$ , para  $s = 1, \dots, S; j = 1, \dots, J$  e  $t = 1, \dots, T$ .

- c) **Oferta de gás natural** – o total de gás natural a ser ofertado ao mercado flexível é calculado como sendo o total do *take-or-pay* gás natural das usinas térmicas, ou seja:

$$Oferta_{GN} = ToP_{Total} = \sum_{i \in UGN} ToP_i \quad (6-1)$$

Onde:

$ToP_{Total}$  *take-or-pay* total, ou seja, é o volume de gás natural a ser ofertado no mercado flexível

$ToP_i$  *take-or-pay* da usina  $i$

$UGN$  Conjunto das usinas térmicas a gás natural

Para determinar o percentual de gás natural disponível em cada etapa, devemos subtrair do  $ToP_{Total}$  as usinas despachadas naquela etapa. Ou seja, para cada etapa  $t$  e série hidrológica  $s$ , com base no preço spot, determinamos as usinas despachadas, que são aquelas cujo custo operativo é superior ao preço “spot”, e desta forma verificamos o percentual de gás disponível para aquela etapa.

$$Disp^{GN}_{ts} = \sum_{i \in UND_{ts}} ToP_i \quad (6-2)$$

Onde:

$Disp^{GN}_{ts}$  Disponibilidade de gás natural na etapa  $t$ , série  $s$

$ToP_i$  *take-or-pay* contratual da usina  $i$

$UND_{ts}$  Conjunto das usinas térmicas a gás natural não despachadas na etapa  $t$  e série  $s$ , sendo que estas usinas são aquelas que tem o custo operativo ( $C.Op$ ) superior ao preço “spot” deste cenário.

$$UND_{ts} = [i \in UGN \mid C.Op_i \geq spot_{ts}]$$

Com isso determinamos o percentual, com base no total, de gás natural disponível em cada etapa ( $X_{ts}$ ):

$$X_{ts} = \frac{Disp^{GN}_{ts}}{Oferta_t} \quad (6-3)$$

## 6.1

### Estudo de Caso

Para o estudo de caso deste trabalho, foi simulada a operação do sistema elétrico para 200 cenários hidrológicos no período 2010-2012 (3 anos, equivalente ao período proposto para contratos interruptíveis) e calculou-se, conforme detalhado anteriormente, o volume de gás disponível a ofertar no Mercado Flexível para cada série simulada, que corresponde à diferença positiva entre volume firme contratado total ( $ToP_{Total}$ ) das térmicas e consumo real daquelas despachadas em cada mês e cada série.

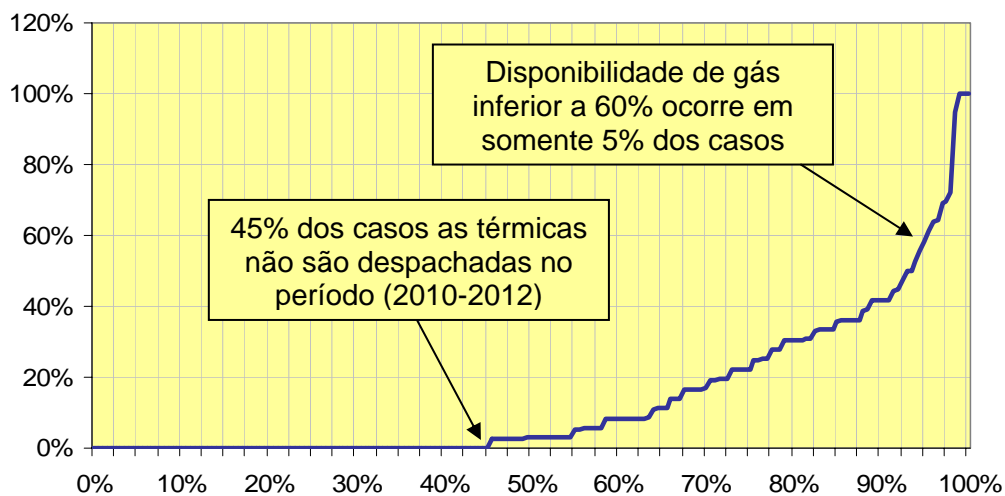


Figura 6.1 – Percentual de Gás utilizado pelas Usinas Térmicas ao longo do período 2010-2012

Conforme ilustrado na Figura 6.1, verifica-se que, em 45% dos casos, as térmicas não são despachadas no período (2010-2012), ou seja, em 45% das séries, há 100% do Gás Natural ofertado inicialmente ( $Oferta_{GN}$ ) estaria disponível para fornecimento à consumidores do Mercado Flexível, em outras palavras, nestas séries, os consumidores do mercado flexível teriam fornecimento integral de gás natural sem interrupções e não seria necessário recorrer ao combustível alternativo. Neste mesmo gráfico, pode-se concluir ainda que: o risco (ou probabilidade) de ser interrompido em mais de 60% do fornecimento é inferior a 5%, o que demonstra uma oportunidade não desprezível para os consumidores em um possível futuro mercado flexível de abastecimento de gás.