

3 CONTRATOS A TERMO E CONTRATOS DE OPÇÃO

Este capítulo discute a importância dos contratos de energia como mecanismos que asseguram a estabilidade do fluxo de caixa dos geradores, proporcionando atratividade para novos empreendimentos. Estes instrumentos, quando exigem respaldo físico de suprimento, se tornam importantes mecanismos para garantir a confiabilidade de suprimento do sistema.

3.1 Contrato a Termo

3.1.1 Contratos a Termo (ou “forward”)

Um contrato a termo (ou “forward”) especifica a entrega de um determinado ativo a um preço acordado, local pré-estabelecido e momento específico no futuro. O preço do contrato só é pago no ato da entrega, quando o ativo é recebido, não havendo pagamento inicial. O contrato é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor. A diferença entre o valor de mercado do ativo e o preço contratado na data de entrega representa um lucro ou um prejuízo para o comprador/vendedor do contrato. Por exemplo, se o contrato a termo tem um preço de \$100, mas o valor do ativo no mercado spot subir para \$110 na data da entrega, o comprador obtém um lucro de \$10, já que pode receber o ativo e revendê-lo imediatamente. O vendedor, que deve entregar o ativo, sofre uma perda de igual valor.

3.1.2 Contratos a Termo no Setor Elétrico

No setor elétrico, um gerador que assina um contrato a termo é obrigado a entregar o montante de energia contratado ao preço acordado. Esta operação é realizada financeiramente, ou seja, os geradores compram e vendem a diferença (positiva ou negativa) entre sua produção física e montante contratado no curto prazo, valorado ao preço spot, para cumprir com suas obrigações contratuais.

Suponha, por exemplo, que um gerador vende um contrato a termo de 100 MWh a um preço de 90 R\$/MWh, com vencimento no estágio t . Nesta data, a produção do gerador é de G R\$/MWh, o custo de operação é C_o , a carga é D MWh e o preço “spot” do sistema é π_d R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = \pi_d \times G + (90 - \pi_d) \times 100 - C_o \times G \quad (3-1)$$

$$P_d = \pi_d \times D + (90 - \pi_d) \times 100 \quad (3-2)$$

A distribuidora que possui esse contrato compra o montante de energia referente à sua carga no curto prazo e recebe o produto da diferença entre o preço do contrato e o preço *spot* pelo montante contratado (100 MWh). Sendo assim, caso o preço π_d esteja elevado, por exemplo, 100 R\$/MWh, a distribuidora é compensada pela segunda parcela da expressão (3-2) que será negativa. Deste modo, o contrato a termo pode ser visto como um mecanismo para proteger a demanda contra preços *spot* elevados. Em outras palavras, a demanda só pagará a mais (ou a menos) que o preço de contrato, se a carga for superior (ou inferior) ao montante contratado. Entretanto, como no novo modelo ela deve estar 100% contratada isso só ocorreria devido à diferença entre a projeção de demanda declarada no leilão e a sua carga. Para evitar que isso ocorra, no novo modelo foram criados mecanismos para controlar os montantes de sub ou sobrecontratação das distribuidoras [2].

A receita da geradora, por sua vez, contém três parcelas: (i) a renda de sua geração no mercado de curto prazo; (ii) o produto da diferença entre o preço do contrato e preço *spot* pelo montante contratado (100 MWh); e (iii) o custo de geração. Com isso, se o preço *spot* for baixo, a geradora é compensada pela segunda parcela positiva da expressão (3-1), ou seja, o contrato a termo pode ser visto como um mecanismo para proteger o gerador de preços *spot* baixos.

Suponha que a geração G de uma hidrelétrica H_1 seja igual 100 MWh. Se o preço *spot* π_d for baixo, por exemplo, 20 R\$/MWh, um gerador descontratado ganharia apenas a primeira parcela da expressão (3-1), o que resultaria em uma renda líquida de R\$ 2 mil, tendo em vista que seu custo de geração é praticamente nulo. Com o contrato a hidrelétrica ganha uma receita extra proveniente da

diferença entre o preço do contrato e o preço no curto prazo, levando a uma renda líquida de R\$ 9 mil. Sendo assim, o contrato a termo garante uma receita mínima para a hidroelétrica igual ao produto do preço do contrato pelo montante contratado, caso sua geração seja igual ou superior a este montante.

Suponha agora uma termelétrica T_1 que assinou o mesmo contrato. Neste caso a usina possui um custo de geração e só será despachada se o preço *spot* for superior a este custo. Se o custo de geração for, por exemplo, 50 R\$/MWh, enquanto a térmica não for despachada ela tem que comprar a energia no curto prazo⁵. Se o preço *spot* π_d fosse 20 R\$/MWh e ela não estivesse contratada, sua receita seria nula. Com o contrato ela desembolsa R\$ 2 mil comprando energia no curto prazo, resultando em uma receita líquida de R\$ 7 mil. Quando preço *spot* atinge 50 R\$/MWh, sua receita passa a ser o produto da diferença entre o custo de geração e o preço do contrato pelo montante contratado, ou seja R\$ 4 mil. Sendo assim, enquanto o contrato a termo garante uma receita mínima para uma hidrelétrica de R\$ 9 mil, caso sua geração seja igual ou superior ao montante contratado, para uma termoelétrica esta receita é de R\$ 4 mil. A Figura 3-1 mostra como ficaria a distribuição de probabilidade acumulada das receitas da hidroelétrica⁶ H_1 e da termoelétrica T_1 , quando sujeitas a distribuição de preços da Figura 2-13.

⁵ Isto ocorre pois algum “outro” gerador foi utilizado no despacho econômico do sistema para atender fisicamente a demanda contratada por esta térmica.

⁶ Somente para efeito de exemplificação, foi considerada a premissa de que a geração da hidroelétrica é igual ao montante contratado independente da hidrologia.

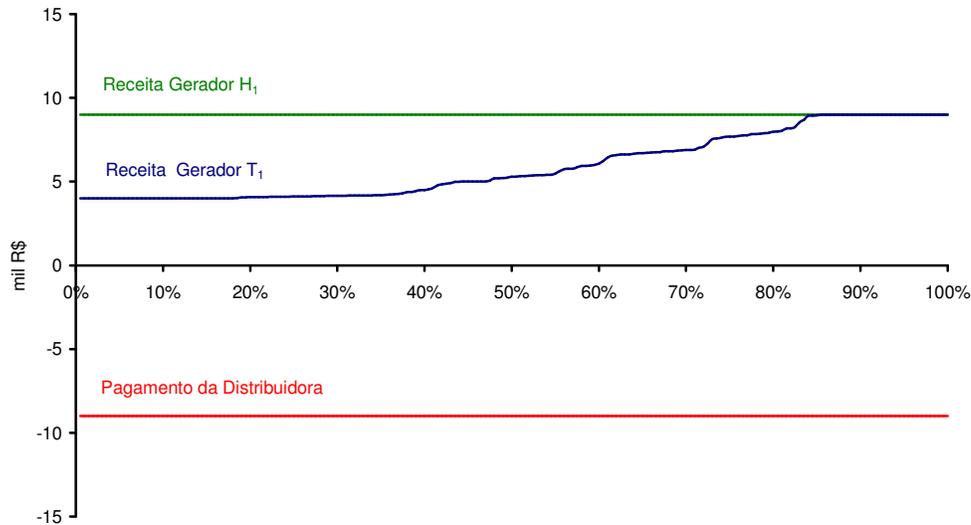


Figura 3-1 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato por quantidade

3.1.3 Riscos no contrato forward

3.1.3.1 Riscos para hidroelétrica

Como visto anteriormente, o contrato a termo protege o gerador contra os períodos de preço *spot* baixo. Porém, este contrato adiciona um risco, conhecido como risco de preço/quantidade, para o gerador caso o montante gerado seja diferente do montante contratado. Esta diferença ocorre devido ao despacho da usina, da sua disponibilidade devido à manutenção ou parada forçada e, no caso de hidroelétricas, do nível de armazenamento dos reservatórios. Este fato leva a uma exposição do gerador no mercado de curto prazo, podendo este ter que comprar energia a preços *spot* elevados.

Imagine que a geração G de uma hidrelétrica H_1 seja igual a 90 MWh. Se o preço *spot* π_d for baixo, por exemplo 20 R\$/MWh, o gerador desembolsaria 2 mil R\$ para cobrir a diferença de 10 MWh entre sua geração e o montante contratado, e receberia 9 mil reais pelo contrato a termo. Como o custo de geração de uma hidrelétrica é relativamente nulo, sua receita líquida seria de 7 mil R\$. Entretanto, se preço *spot* for alto, por exemplo 100 R\$/MWh, o gerador desembolsaria 10 mil R\$ e teria um prejuízo de 1 mil R\$.

Este prejuízo ocorre quando o fato da geração ser menor que montante contrato coincide com períodos de preço *spot* elevado. Entretanto, como visto em [26], há uma correlação **negativa** entre a geração de uma usina hidrelétrica e o preço *spot*, isto é, a produção tende a diminuir quando o preço *spot* aumenta, e vice-versa. Este fenômeno é ilustrado nas Figura 3-2 e Figura 3-3, que mostram a evolução do preço *spot* e nível de armazenamento nos sistema Sudeste ao longo de quatro anos.

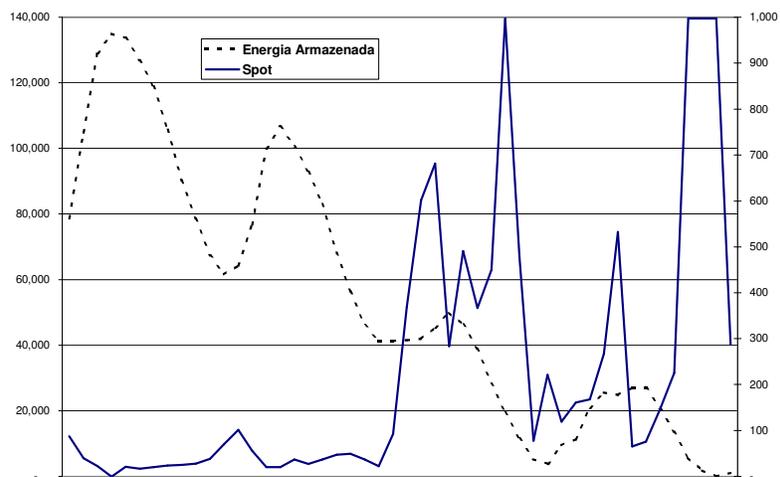


Figura 3-2 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (I) – situação seca

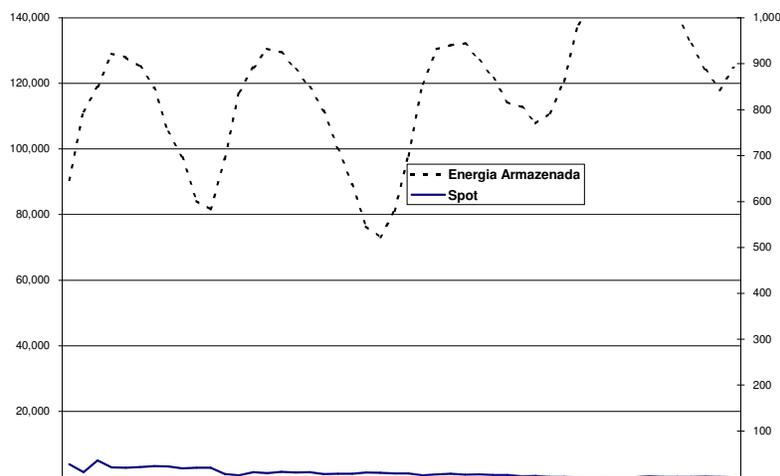


Figura 3-3 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (II) – situação úmida

Esta correlação negativa se deve à grande participação hidrelétrica na geração de energia no Brasil, onde o preço spot é dado, em geral, pelo custo de oportunidade das hidrelétricas. Como visto em capítulos anteriores, este custo de oportunidade reflete a média ponderada dos custos de racionamento e despacho térmicos futuros, que por sua vez dependem dos níveis de armazenamento.

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente “calibrado”: se houver sub-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços *spot* reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado [51].

3.1.3.2 Riscos para termoeletrica

No caso de uma termoeletrica, sua exposição máxima no mercado spot está limitada superiormente pelo seu custo de operação: no caso de uma seca severa, a térmica será despachada e arcará com o seu próprio custo variável de operação, ficando assim isenta de comprar energia no mercado spot a preços elevados.

Por outro lado, o risco para usinas térmicas consiste justamente em “falhar” na sua geração em períodos de preços spot elevados, o chamado “risco de falha”: caso a usina tivesse uma falha de longa duração, a mesma está exposta a riscos de preço e quantidade. Como estes eventos são estatisticamente independentes, os riscos hidrológicos para uma usina termoeletrica são relativamente pequenos.

3.1.4 Precificação de contratos a termo

Um tema subsequente à discussão anterior consiste em como precificar um contrato a termo. Neste sentido, diversos trabalhos têm sido realizados [61][22][3][1] com diversas metodologias e abordagens. Embora diferindo em seus processos metodológicos, de uma maneira geral, a precificação de um contrato consiste em determinar o preço do contrato de energia (\$/MWh) que seja suficiente para cobrir as despesas fixas, variáveis e considerando o perfil de risco do agente.

No caso de termoeletricas, um aspecto interessante consiste na possibilidade de transferir para o preço do contrato o benefício da flexibilidade operativa: como

todas as vezes que a térmica não está despachada ocorre uma compra no mercado spot a um preço *inferior* ao seu custo de geração, essa economia *esperada* poderia ser transferida para o preço do contrato, resultando em um “desconto” para o comprador. Entretanto, um aspecto importante no raciocínio anterior consiste na “incerteza” associada a este benefício.

Para exemplificar, considere uma térmica com capacidade de gerar 1 MWh e que, no instante t , deseja vender um contrato a termo de também de 1 MWh para entrega no instante $t+1$. Neste instante vamos considerar dois cenários de preços spot (**Tabela 3-1**) associados a dois cenários hidrológicos.

Cenário	Preço Spot (R\$/MWh)	Probabilidade
Baixo (úmido)	20	0,9
Alto (seco)	200	0,1

Tabela 3-1 – Cenários de preços spot

Rearranjando a expressão (3-1) e considerando que o custo de operação da térmica é 50 R\$/MWh, uma térmica neutra a risco para ter uma receita fixa (para cobrir investimento, por exemplo) R de R\$ 100 calcularia o preço do contrato⁷ através da seguinte equação:

$$p = \frac{R + E[\pi_d \times E_c] - E[(\pi_d - C_o) \times G]}{E_c} \quad (3-3)$$

$$p = 100 + 20 \times 0,9 + 200 \times 0,1 - [(20 - 0) \times 0 \times 0,9 + (200 - 50) \times 1 \times 0,1]$$

$$p = 123 \text{ R\$/MWh}$$

Com isso, a térmica recebe R\$ 123 para cobrir suas despesas fixas e variáveis independentemente do cenário hidrológico. Observe que, na ocorrência do cenário baixo, a térmica não é despachada e sua receita líquida passa a ser R\$ 123 – R\$ 20 (custo de compra de energia no spot) = R\$ 103, o que é suficiente para cobrir suas despesas fixas. Por outro lado, caso ocorra o cenário alto, a térmica é despachada e sua receita líquida é de R\$ 123 – R\$ 50 (custo de geração

⁷ Para mais detalhes sobre precificação de contratos forward ver [22].

devido ao despacho) = R\$ 73, que é inferior aos R\$ 100 necessários para cobrir os custos fixos com amortização do investimento.

Em outras palavras, a transferência para o preço do contrato de um benefício que tem 90% de chances de ocorrer pode levar a um prejuízo para a térmica na ocorrência dos cenários hidrológicos desfavoráveis. Observe que este risco pode ser bastante severo caso um cenário desfavorável ocorra justamente nos anos iniciais de operação da usina, quando o fluxo de caixa possui mais “peso” para o “project finance”.

Para mitigar esse risco os geradores precificam seus contratos considerando os piores cenários hidrológicos. Calculando o preço apenas para o cenário alto teríamos:

$$P = 100+200 - (200 -50)=150 \text{ R\$/MWh} \quad (3-4)$$

Com essa estratégia, na ocorrência do cenário alto a térmelétrica teria uma receita de R\$ 100. Já com a ocorrência do cenário baixo, a receita passa a ser de R\$ 130, o que lavaria a um “upside” em seu fluxo caixa.

Resumindo, o risco do despacho faz com que as termelétricas precifiquem seus contratos assumindo a ocorrência dos cenários hidrológicos mais “secos”. Como estes cenários são pouco prováveis, o *gerador* acaba passando grande parte do tempo se beneficiando da compra de energia barata no mercado de curto prazo e o consumidor fica sem acesso a este benefício.

3.2 Contrato de Opção

Contratos a termo são acordos para entregar uma quantidade fixa em dia e lugar definidos. Contudo, muitos negociantes preferem reter certo grau de flexibilidade com relação a entregas futuras. Os contratos de opção permitem a um negociante decidir se determinado produto deve ser entregue numa data posterior.

3.2.1 Opções de Compra

A opção de compra dá ao portador o direito de adquirir determinado ativo por um preço de exercício específico, em data futura. Diferentemente de um contrato a termo, o contrato de opção não obriga seu portador a comprar o ativo. O preço de um contrato de opção compõe-se de dois elementos:

- preço de exercício – preço pago quando a opção é exercida, isto é, quando o comprador exerce seu direito assegurado pelo contrato. Este pode ser muito diferente do preço do mercado spot da mercadoria, que prevalecerá quando o contrato for exercido;
- prêmio de risco é a quantia paga pelo contratante (comprador) por um contrato de opção e recebido pelo lançador (vendedor). Reflete duas diferenças — entre o preço básico de exercício e o preço spot futuro esperado: o “valor intrínseco” e o “valor temporal”. O valor intrínseco é a diferença entre o preço de exercício e o preço atual do ativo no mercado spot ; o “valor temporal” reflete a diferença entre o preço atual no mercado spot e o preço esperado no mercado spot quando o contrato for exercido.

O período no qual se pode exercer a opção pode ser definido de duas maneiras. Se for européia, a opção de compra só poderá ser exercida num determinado dia (por ex., o último dia útil de agosto); se for americana, a opção de compra poderá ser exercida a qualquer momento até aquele dia.

O exemplo seguinte ilustra como poderia funcionar uma opção de compra. Suponhamos que esteja para vencer uma opção de compra com um preço de exercício de \$50. Se o preço do ativo estiver, digamos, no nível de \$40, ninguém irá querer pagar o preço de exercício de \$50 para adquirir o ativo através da opção de compra. Esta opção, portanto, não terá valor. Se, por outro lado, o preço do ativo no mercado *spot* for, digamos, \$60, valerá a pena *exercer* a opção para adquirir o ativo. A opção vale \$10, isto é, a diferença entre o preço *spot* de \$60 e os \$50 a serem pagos para comprar o ativo pelo contrato.

Se o preço de mercado de um ativo ultrapassa o preço de exercício, diz-se que a opção de compra está “in the money” e o dono da opção de compra irá exercê-la, a fim de ganhar a diferença entre os dois preços (o valor de exercício). Se, no entanto, o preço de mercado de um ativo estiver abaixo do preço de

exercício, a opção de compra estará “out of the money” e não será exercida. (Quando o preço de mercado é exatamente igual ao preço de exercício, diz-se que a opção de compra está “on the money”. Neste caso, não fará diferença exercê-la ou não.)

A Figura 3-4 mostra o lucro associado a uma opção de compra com preço de exercício de \$ 50 como função do preço do ativo no mercado *spot*, levando consideração seu prêmio, \$ 5 por exemplo. Novamente, se o preço no mercado *spot* for de \$ 70 o investidor exerce a opção, comprando o ativo por \$ 50. Neste caso ele tem um lucro de \$ 20 menos o valor do prêmio da opção o que resulta em lucro final de \$ 15. Se por outro lado o preço *spot* é \$ 20 a opção não é exercida e o prejuízo se resume no valor do prêmio da opção - \$ 5.

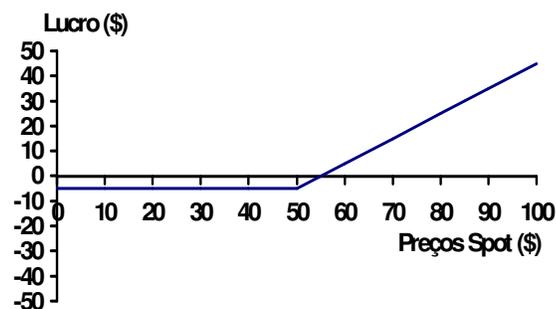


Figura 3-4 – Lucro com Opção de Compra

3.2.2 Opções de Venda

O dono de uma opção de venda tem o *direito de vender* o respectivo ativo por um preço de exercício predeterminado a qualquer momento; paga-se determinado preço ou prêmio por esse direito, tal como na opção de compra.

Outro exemplo talvez possa ilustrar o funcionamento de uma opção de venda. Suponhamos que uma opção de venda dê ao proprietário o direito de vender um ativo por \$50. As circunstâncias que tornam a opção de venda valiosa são inversas àquelas que tornam a opção de compra valiosa: se o preço *spot* do ativo for superior a \$50 imediatamente antes do vencimento, ninguém querará vender o ativo pelo preço de exercício, o que torna a opção de venda sem valor. Se o preço do ativo for inferior a \$50, valerá a pena produzi-lo (ou mesmo

comprá-lo no mercado *spot*) e aproveitar a opção para vendê-lo a \$50. O valor de uma opção de venda no vencimento é a diferença entre os \$50 obtidos na venda e o preço de mercado do ativo.

A Figura 3-5 mostra o lucro associado a uma opção de venda com preço de exercício de \$ 50 como função do preço do ativo no mercado *spot*, levando consideração seu prêmio, \$ 5 por exemplo. Novamente, se o preço no mercado spot for de \$ 70 o investidor não exerce a opção e o prejuízo se resume no valor do prêmio da opção. Se o preço no spot for \$ 20 o investidor exerce a opção e vende o ativo por \$ 50. Neste caso ele tem um lucro de \$ 30 menos o valor do prêmio da opção o que resulta em lucro final de \$ 25.

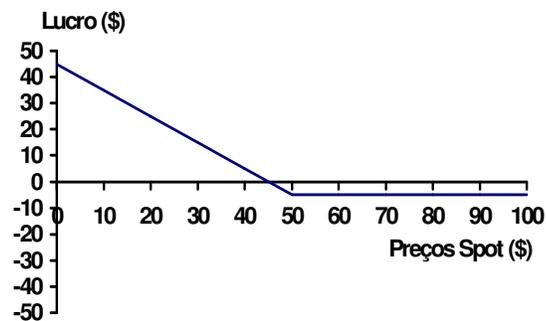


Figura 3-5 – Lucro Com Opção de Venda

3.2.3 Opções de Compra no Setor Elétrico e os Contratos por Disponibilidade

Contratos de opção vêm sendo intensamente utilizados no setor elétrico como mecanismos de gestão de risco de diversos agentes, sobretudo geradores e comercializadores. Assim, uma proposta interessante poderia ser utilizar estes instrumentos e seus benefícios como mecanismo para garantir a expansão da oferta complementarmente aos contratos a termo.

Como visto anteriormente, a grande vantagem dos contratos de opção em relação aos contratos a termo está na criação de um produto que aloque ao consumidor os benefícios dos longos períodos de preços baixos, porém sem prejudicar a confiabilidade do sistema. Este produto foi denominado no novo

modelo do setor elétrico de contrato por disponibilidade, e possui as características de uma opção de compra, como será discutido a seguir.

Nos contratos por disponibilidade a liquidação das diferenças contratuais é de responsabilidade das distribuidoras, ou seja, ela passa a ser responsável por qualquer transação no mercado de curto prazo. Por um lado, se a usina produz mais que a quantidade contratada, o excesso pertence ao comprador, que pode vender essa energia no mercado *spot*. Por outro lado, se a produção for menor, a distribuidora tem que comprar o montante contratado no curto prazo. Sendo assim, o comprador agora passa a assumir os riscos (ônus e bônus) de preço e quantidade decorrentes da variação da produção com relação à sua garantia física.

Além disso, o gerador declara qual o seu custo variável de produção, que é ressarcido pela distribuidora toda vez que a usina for despachada, e recebe uma receita fixa para cobrir os seus custos fixos e remunerar o seu investimento.

Suponha, por exemplo, que um gerador T_1 vende um contrato por disponibilidade de 100 MWh a um preço de 60 R\$/MWh, com vencimento no estágio t . Nesta data, a produção do gerador é de G R\$/MWh, a carga é D R\$/MWh e o preço “spot” do sistema é π_d R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = 60 \times 100 + s \times G - c \times G \quad (3-5)$$

$$P_d = 60 \times 100 + \pi_d \times (D - G) + s \times G \quad (3-6)$$

Onde s é o custo declarado de operação e c é o custo “real” de operação. No contrato por disponibilidade é como se a distribuidora “alugasse” a geradora, ou seja, toda a renda referente às transações no curto prazo passa para a distribuidora. A primeira parcela da expressão (3-6) representa o pagamento da renda fixa do gerador. A segunda representa a compra de energia no *spot* para atender a carga e a renda da geração da térmica “alugada”. A última parcela representa o ressarcimento do custo operativo quando a térmica é gerada.

A geradora em contrapartida recebe a receita fixa declarada, o reembolso do custo operativo (s) e tem como despesa o custo de geração “real” (c). Se o custo de operação s declarado for igual ao “real” custo operativo c , estas parcelas naturalmente se anulam.

Suponha que no instante t a térmica T_1 tenha capacidade para gerar 100 MWh (G) e que a carga seja 100 MWh (D). Como as termelétricas só são despachadas quando o preço *spot* excede seu custo operativo, imaginando que o custo operativo s de T_1 é 50 R\$/MWh, enquanto π_d for menor que s a distribuidora compra a energia no curto prazo e paga ao gerador T_1 a receita fixa. Quando o preço *spot* excede 50 R\$/MWh a segunda parcela da expressão (3-6) se anula e a distribuidora ressarce o custo operativo ao gerador, ou seja, o teto para o pagamento da distribuidora é a receita fixa mais o custo operativo.

Sendo assim, no contrato por disponibilidade a distribuidora tem o direito, mas não a obrigação, de adquirir energia ao preço do custo de operação usina. Ou seja, este contrato pode ser comparado a uma opção de compra (*call*), onde o prêmio de risco é a receita fixa paga ao gerador e o preço de exercício é o custo de operação s .

Com isso a distribuidora esta trocando um fluxo de caixa estável do contrato a termo por um fluxo variável, porém com o benefício da aquisição de energia barata durante os longos períodos de preço *spot* baixo. Ou seja, em relação ao contrato a termo, o contrato por disponibilidade é uma opção de menor média e maior variância.

Já a geradora térmica passou a ter agora um fluxo de caixa estável, dado pela receita fixa proveniente do pagamento do “prêmio” da opção e do reembolso dos custos variáveis. A Figura 3-6 mostra como ficaria a distribuição de probabilidade acumulada das receitas de uma termoeletricia sujeita a distribuição de preços da Figura 2-13.

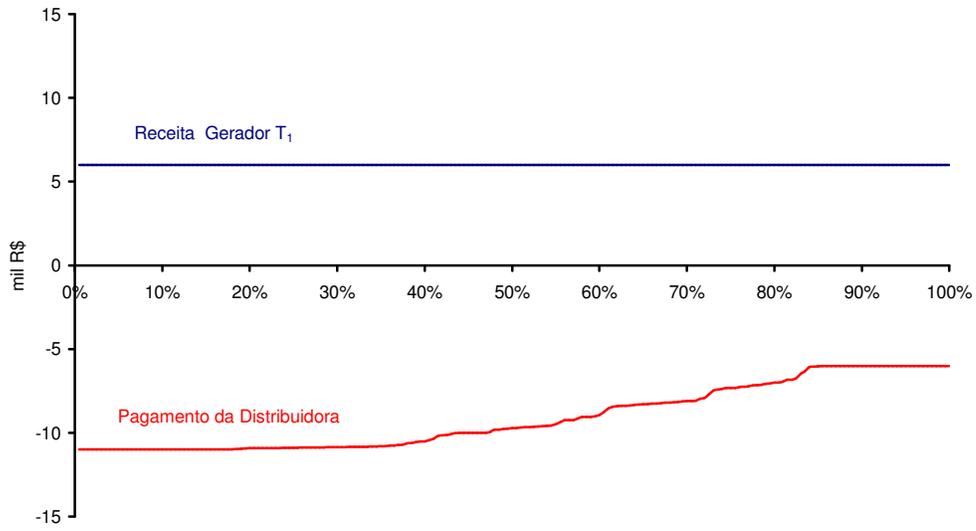


Figura 3-6 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato de opção de compra