

6 Riscos em Projetos de Geração de Energia

O mapeamento adequado dos riscos associados a projetos de geração de energia é fundamental para avaliar o custo real de cada tecnologia e precificar de forma segura os contratos de venda de energia [50]. Além disso, a precificação de riscos permite determinar os componentes críticos do projeto, ajudando na escolha dos melhores parceiros da estrutura do *project finance* e no gerenciamento dos riscos associados aos componentes críticos.

Este capítulo tem como objetivo discutir os principais fatores de risco em projetos de geração de energia e apresentar um método de precificação de riscos, baseado no *Value at Risk* da distribuição de retornos de cada projeto.

6.1. Mapeamento dos Fatores de Risco

Apesar de cada tecnologia de geração conter seus próprios riscos e incertezas, alguns fatores podem ser assinalados na maioria dos projetos, mesmo que em diferentes graus. Os três principais fatores de risco associados aos novos empreendimentos de geração de energia são: (i) risco de conclusão do projeto, (ii) risco de performance e (iii) risco de preços.

O risco de conclusão do projeto está associado a aumentos de preços dos materiais e equipamentos, atrasos nas obras, problemas na obtenção de licenças ambientais, alterações no desenho do projeto, entre outros. O risco de conclusão do projeto pode ser separado em risco de investimento e risco de atraso da entrada em operação.

O risco de performance está relacionado à operação da usina ao longo de sua vida útil. Paradas não programadas para manutenção, se acontecerem sistematicamente acima do esperado, podem acarretar grandes penalidades para o gerador. Custos ambientais e mudanças regulatórias também podem ser enquadrados como risco de performance, assim como o risco de falta de combustível.

O risco de preços (ou risco hidrológico) está relacionado à volatilidade do preço no mercado de curto prazo. Como visto anteriormente, esse risco pode ser mitigado através da celebração de contratos de compra e venda de energia. No entanto, a contratação de quantidade (empreendimentos hidrelétricos) não elimina o risco hidrológico, principalmente pela correlação negativa entre a geração hidrelétrica e o preço *spot*. Os contratos de disponibilidade permitem eliminar esse risco através da contratação de toda garantia física do empreendimento termoelétrico.

O mapeamento e a modelagem dos fatores de risco são os componentes mais importantes no processo de avaliação de investimentos sob incerteza. A análise das incertezas intrínsecas à tecnologia de geração e os impactos de cada um desses riscos no fluxo de caixa exige um grande conhecimento do projeto e do setor elétrico. A seguir, são apresentados em detalhes cada um desses fatores de risco.

6.1.1. Risco de Conclusão do Projeto

O risco de conclusão do projeto é o mais representativo para os novos empreendimentos de geração. O aumento inesperado dos custos de investimento e as penalidades associadas aos atrasos no cronograma de conclusão do projeto e na data de entrada em operação da usina podem trazer perdas substanciais para o investidor.

As incertezas associadas aos custos de investimento são derivadas, principalmente, de perdas cambiais, aumento nos custos de equipamentos e serviços, além de multas ou compensações por danos ambientais. Exigências sócio-ambientais e atrasos (ou indisponibilidade) na entrega de equipamentos e serviços são os principais responsáveis pelos problemas no cronograma de conclusão do projeto. A Figura 6.1 mostra uma estimativa da ANEEL relacionada à frustração da capacidade instalada programada para entrar em cada ano. De acordo com a previsão, baseada no monitoramento das obras, quase 40% da capacidade instalada esperada para 2009 poderá apresentar algum atraso no cronograma.

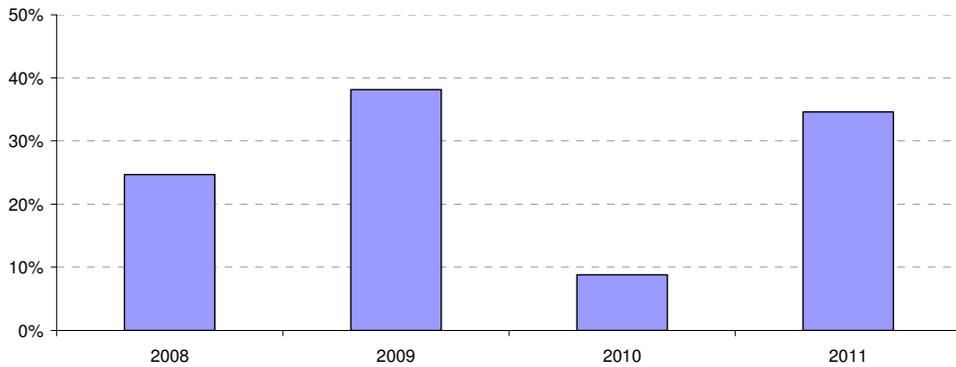


Figura 6.1 - Percentual da Capacidade Instalada Prevista com Restrições para a Entrada em Operação (previsão da ANEEL¹²)

De acordo com a resolução ANEEL 165, de 19 de dezembro de 2005 [40], no caso de atrasos na data de entrada em operação comercial, o agente vendedor deve celebrar contratos de compra de energia para garantir o lastro dos contratos de venda originais. O custo incorrido na celebração dos contratos de compra só pode ser repassado até o menor valor entre:

- 1) Preço da energia do contrato de compra
- 2) Custo variável de geração da usina
- 3) PLD + *spread* de 10%
- 4) Preço do contrato de venda original (P^c), limitado as condições e percentuais a seguir:
 - atraso de até 3 meses: 90% P^c
 - atraso de 3 a 6 meses: 85% P^c
 - atraso de 6 a 9 meses: 80% P^c
 - atraso de 9 a 12 meses: 70% P^c
 - atraso superior a 12 meses: 50% P^c

Portanto, na ocorrência de atrasos, o gerador, além de não receber a receita pela venda da energia do CCEAR, terá um prejuízo na aquisição do lastro no mercado de curto prazo, na medida em que o preço recebido é menor ou igual ao preço de compra desse lastro.

¹² http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Geral_nov_2007.pdf

6.1.2. Risco Hidrológico

Como visto anteriormente, os contratos de quantidade protegem o gerador contra os períodos de preço *spot* baixo, quando a remuneração no mercado de curto prazo é insuficiente para viabilizar o investimento. Porém, esse contrato está sujeito ao risco hidrológico, conhecido também como risco de preço/quantidade, quando o montante gerado¹³ é inferior ao montante contratado. Dessa forma, sempre que a quantidade produzida é inferior à quantidade contratada, o gerador se responsabiliza pela compra da diferença no mercado de curto prazo, pelo preço *spot*. No caso de usinas hidrelétricas, como ilustrado na Figura 6.2, existe uma correlação negativa entre a capacidade de produção e o preço *spot*, fazendo com que nos momentos em que a usina não produza fisicamente sua energia, o preço no mercado de curto prazo seja (geralmente) alto.

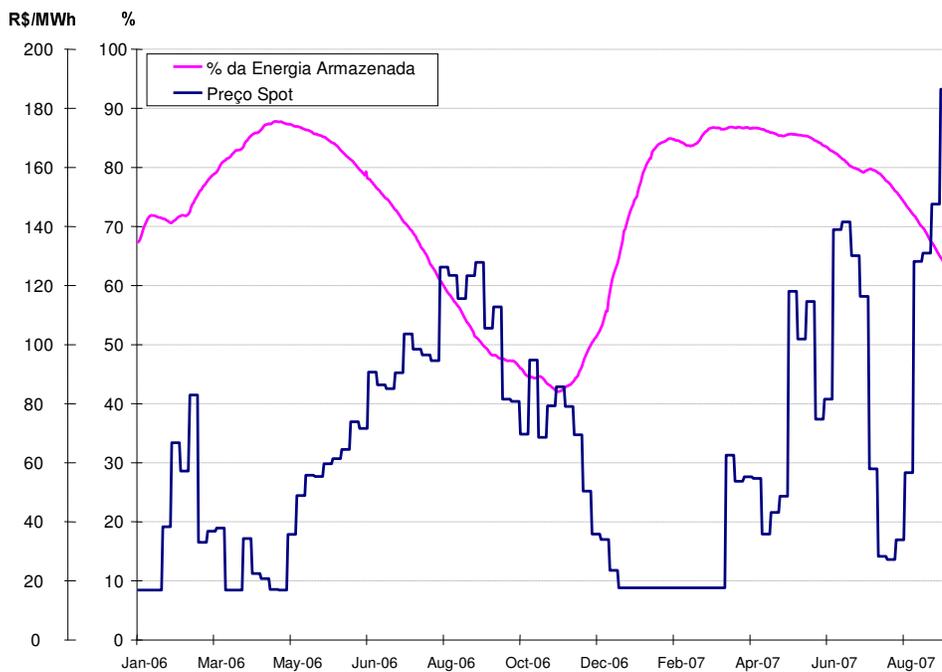


Figura 6.2 – Preço Spot x Nível de Armazenamento (Sudeste)

¹³ Para simplificar a exposição do conceito de risco hidrológico utiliza-se “montante gerado”. No entanto, como visto no capítulo 3, o MRE atribui um crédito de energia a cada usina participante para fins de liquidação das diferenças (valor geralmente diferente da geração física da usina).

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente calibrado. Se houver sub-contratação, a usina estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preço *spot* reduzido; se houver sobre-contratação, estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço elevado. Dessa forma, o ajuste da quantidade contratada pode mitigar parcialmente o risco hidrológico.

A quantidade de contratação deve ser calculada com base em simulações de despacho da usina. O montante ótimo a ser contratado é aquele que assegura o maior retorno ao empreendimento, para um determinado preço, ou equivalentemente, exige o menor preço de contrato, dado o retorno especificado pelo investidor. A Figura 6.3 ilustra uma curva típica de preço em função da quantidade contratada. No exemplo, o montante ótimo é obtido quando a usina contrata 92% da garantia física (menor preço exigido pelo investidor). O restante do lastro é negociado no ACL e utilizado como *hedge* contra preços *spot* elevados.

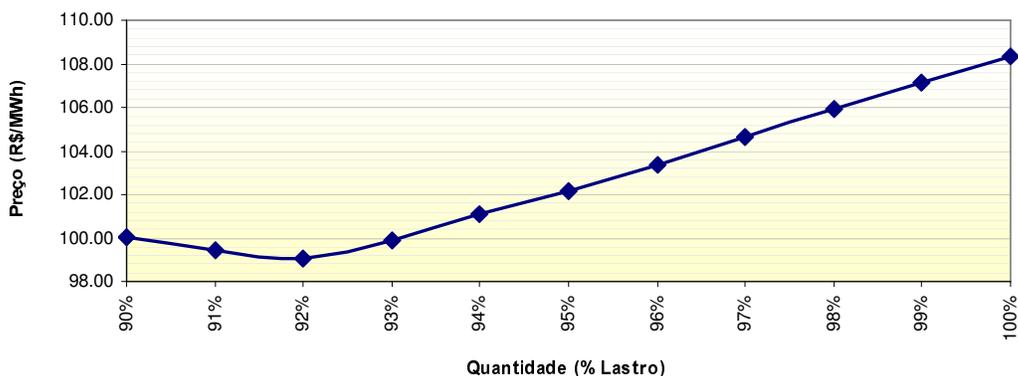


Figura 6.3 – Curva de Preço em Função do Montante Contratado

É importante observar que os contratos de disponibilidade transferem o risco hidrológico para os consumidores, ou seja, nessa modalidade de contratação as distribuidoras são as responsáveis pelas liquidações das diferenças no mercado de curto prazo. Portanto, as termoeletricas contratadas no ACR não estão expostas a esse risco.

6.1.3. Risco de Performance

Um dos principais riscos de performance da usina está relacionado à redução da sua garantia física por indisponibilidade, provocando reduções na receita do CCEAR e trazendo custos adicionais pela aquisição de lastro no mercado de curto prazo.

A indisponibilidade de cada usina é apurada pelo ONS através dos índices *TEIFa* (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada) e *TEIP* (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programa). Os valores *TEIFa* e *TEIP* são calculados mensalmente, com base na média móvel dos 60 meses anteriores [41]. Caso os valores verificados sejam maiores que os declarados, haverá redução de garantia física. A garantia física apurada (*GFa*), calculada anualmente com base nos índices *TEIFa* e *TEIP*, é dada por:

$$GFa = \min \left[GF, GF \times \frac{(1 - TEIFa) \times (1 - TEIP)}{(1 - TEIF) \times (1 - IP)} \right] \quad (6.1)$$

onde,

GF = garantia física do empreendimento na data de assinatura do CCEAR;

TEIF = Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (declarada pelo empreendedor antes da assinatura do CCEAR);

IP = Taxa de indisponibilidade programada (declarada pelo empreendedor antes da assinatura do CCEAR).

TEIFa = Taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada;

TEIP = Taxa equivalente de indisponibilidade programada.

Variações da inflexibilidade (geração mínima) em relação ao valor declarado também são consideradas como indisponibilidade. De fato, se a inflexibilidade média verificada nos últimos 5 anos for inferior à média declarada, a diferença é considerada, nos 12 meses seguintes, como indisponibilidade da usina [42].

Outro fator crítico na operação da usina é a indisponibilidade por falhas no suprimento de combustível. A falta de combustível para geração é severamente penalizada através da seguinte sanção [43]:

$$VS_m = \left\{ PMED_m + \left[j \times \frac{(PLD \max - PMED_m)}{4} \right] \right\} \times ENP_m \quad (6.2)$$

onde,

VS_m = Valor da sanção, no mês m , em que tenha ocorrido falta de combustível, em R\$;

$PMED_m$ = PLD médio mensal, no mês m , em R\$/MWh;

j = quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4. A cada mês com falta de combustível, o valor j é incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de j permanece constante. Após 12 meses sem ocorrências (falta de combustível), o valor de j retorna a zero;

PLD_{\max} = Preço máximo de liquidação de diferenças, em R\$/MWh;

ENP_m = quantidade de energia que deixou de ser produzida no mês m , decorrente da falta de combustível, em MWh.

6.2. Avaliação de Investimentos sob Incerteza

A avaliação de investimentos em projetos de geração deve ser feita levando-se em consideração as incertezas associadas a cada tecnologia, pois cada projeto apresenta características bastantes específicas [53]. Os modelos tradicionais de análise de investimento são, usualmente, determinísticos e constroem o fluxo de caixa de um projeto baseado em um cenário específico, que representa o valor esperado dos fluxos de caixa. Entretanto, essa metodologia se mostra insuficiente na presença de fluxos compostos por variáveis aleatórias com distribuições assimétricas e correlacionadas, como a produção de energia (ou créditos alocados pelo MRE), as transações no mercado *spot*, além dos custos e prazos do projeto.

Seguindo a abordagem probabilística utilizada em Roques et al. [45][46], Awerbuch [2] e Awerbuch et al. [3], a metodologia proposta nesta dissertação busca representar as incertezas de cada tecnologia nas variáveis-chave do projeto. Nesse sentido, são utilizados modelos de simulação baseados em cenários para caracterizar as incertezas e as dependências entre as diversas variáveis e suas

próprias estruturas temporais. Assim, os fatores de risco serão representados da seguinte forma:

- a) risco hidrológico: representado através de cenários produzidos por modelos de despacho hidrotérmico e modelos que representam as regras comerciais vigentes. Como resultado, são produzidos cenários correlacionados de produção da usina em análise (produção física de térmicas ou créditos de energia de hidrelétricas) e preços *spot*. O principal *driver* de incerteza é a hidrologia;
- b) para os demais riscos, utiliza-se uma representação por cenários com as respectivas probabilidades de ocorrência. Esse tipo de abordagem facilita a representação das incertezas. No entanto, exige dos analistas um profundo conhecimento dos possíveis riscos associados a cada tipo de tecnologia.

Uma vez obtido o conjunto de cenários, pode-se construir um fluxo de caixa para cada um desses cenários. Os fluxos de caixa são avaliados pelo cálculo da TIR do projeto, que assumirá um valor diferente por cenário, permitindo caracterizar uma distribuição de probabilidade. Caracterizada a distribuição dos retornos é possível proceder à avaliação do projeto com base em estatísticas paramétricas (média, desvio padrão, assimetria, etc) e não paramétricas (mediana, percentis, etc). A vantagem das estatísticas não paramétricas é que não exigem o conhecimento da distribuição da população e são particularmente úteis na análise de distribuições discretas.

O *Value at Risk* (VaR) pode ser utilizado como uma estatística não paramétrica para caracterizar a máxima perda, ou menor retorno, do projeto. O critério do VaR, discutido a seguir, utiliza os percentis da distribuição de retornos para informar o valor da máxima perda, ou mínimo retorno, para diferentes níveis de confiança, de acordo com o perfil de aversão ao risco do investidor.

6.2.1. Critério do *Value at Risk*

Especificado um nível de confiança α , o α -VaR de um projeto ou carteira de projetos é o menor valor ζ tal que, com probabilidade α , as perdas são menores ou iguais a ζ . Por definição as perdas são as reduções, em % a.a., em relação ao custo de capital K . O nível de confiança está relacionado ao perfil de aversão ao risco do

investidor, quanto maior o α especificado, maior a aversão ao risco. Valores típicos para α são 90%, 95% e 99%.

De acordo com Rockafellar e Uryasev [48], o VaR pode ser definido formalmente como a seguir. Seja $f(x, y)$ a perda associada ao vetor de decisão x , a ser escolhido do conjunto de possíveis decisões $x \in X$, e ao vetor aleatório y , com densidade de probabilidade $p(y)$. O vetor x pode ser interpretado como a carteira de projetos e o vetor y como os riscos que podem afetar os retornos da carteira. Valores negativos de $f(x, y)$ representam ganhos em relação ao *target* K . Escolhido o portfólio x , a probabilidade de $f(x, y)$ não ser maior que o limite ζ é dada por:

$$\psi(x, \zeta) = \int_{f(x, y) \leq \zeta} p(y) dy \quad (6.1)$$

A função $\psi(x, \zeta)$ é a distribuição acumulada das perdas associadas a x . O α -VaR das perdas associadas ao portfólio x e ao nível de confiança $\alpha \in (0,1)$ é dado por:

$$\zeta_\alpha(x) = \min\{\zeta \in \mathfrak{R} : \psi(x, \zeta) \geq \alpha\} \quad (6.2)$$

Equivalentemente, pode-se definir a TIR-VaR $_\alpha$ como o menor retorno do projeto, com $\alpha\%$ de confiança. A TIR-VaR $_\alpha$ da carteira x pode ser calculada por:

$$\xi_\alpha(x) = K - \zeta_\alpha(x) \quad (6.3)$$

A Figura 6.4 mostra graficamente o conceito do VaR. Para um custo de capital $K = 12\%$ a.a. e um nível de confiança $\alpha = 90\%$, o VaR das perdas e a TIR-VaR para a densidade de probabilidade especificada, são respectivamente 1% e 11%.

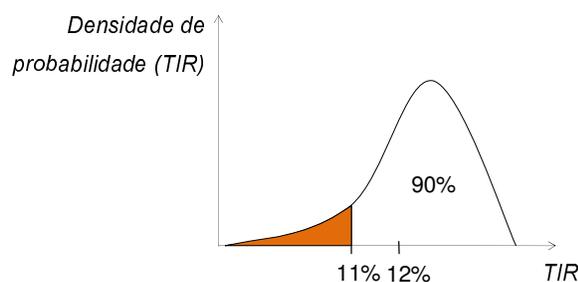


Figura 6.4 – Critério do VaR

6.3. Precificação de Riscos em Projetos de Geração de Energia

O preço final da energia de um novo empreendimento de geração deve ser suficiente para remunerar o investimento, os custos operativos e os riscos do projeto. Esses riscos intrínsecos a cada tecnologia exigem o acréscimo de um prêmio, de acordo com o perfil de aversão a risco dos investidores [51]. Esse prêmio torna as alternativas indiferentes para o investidor, igualando as suas utilidades esperadas.

A presença de incertezas no retorno de um projeto pode ser compensada através do cálculo de um sobre-preço de contrato (R\$/MWh) exigido pelo investidor avesso ao risco específico, se comparado ao mínimo preço P_0 (R\$/MWh) necessário para viabilizar o mesmo projeto sob a ótica de um investidor perfeitamente diversificado. Portanto, o primeiro passo na precificação de um contrato é encontrar o preço P_0 tal que o valor esperado da TIR do projeto seja igual ao custo de capital K . O preço P_0 pode ser obtido por:

$$P_0 = \min\{P \geq 0: E[\text{TIR}(P)] \geq K\} \quad (6.4)$$

Por outro lado, um investidor avesso ao risco específico deve apresentar como custo de capital um valor superior a K , devido aos riscos intrínsecos ao projeto, que devem ser precificados devido à escassez de alternativas de investimento, ou seja, devido à impossibilidade de diversificação desses riscos não sistemáticos.

Assim, o investidor deve encontrar o preço de contrato P^c que proporcione uma TIR-VaR, com $\alpha\%$ de confiança, igual o custo de capital, dado por:

$$P^c = \min\{P \geq 0: \text{VaR}_\alpha[\text{TIR}(P)] \geq K\} \quad (6.5)$$

O sobre-preço de risco ΔP^{risco} é obtido a partir da diferença entre P^c e P_0 .

$$\Delta P^{\text{risco}} = P^c - P_0 \quad (6.6)$$

Para exemplificar a metodologia, pode-se fazer uma análise do prêmio de risco exigido por um investidor ao avaliar uma usina hidrelétrica, com as características médias de tamanho e custo do setor. Para simplificar a análise, somente o risco hidrológico será considerado.

Se o custo de capital for de 10% ao ano, o preço da energia para o investidor diversificado será aquele necessário para que a TIR média dos cenários seja igual a 10%. O preço da energia resultante após a simulação do modelo e a sua decomposição são apresentados na Tabela 6.1 (o Apêndice A - Metodologia de Cálculo do Preço do Contrato apresenta os detalhes do cálculo da TIR média e da decomposição do preço P_0).

Tabela 6.1 - Decomposição do Preço da Energia (Investidor Neutro a Risco).

Investimento	57.4	R\$/MWh
Impostos	16.0	R\$/MWh
Encargos	7.4	R\$/MWh
O&M Fixo	2.9	R\$/MWh
Custo Variável (Comb + OeM)	2.5	R\$/MWh
Compra/Venda CCEE	(14.6)	R\$/MWh
TUOS	10.8	R\$/MWh
Seguros	1.9	R\$/MWh
Descolamento Índice de Contrato	4.5	R\$/MWh
Preço Final da Energia	88.9	R\$/MWh

A decomposição do preço permite avaliar a representatividade de cada custo/risco do empreendimento no preço final exigido pelo investidor. Por exemplo, na usina hidrelétrica simulada, as parcelas mais significativas são os investimentos e os impostos, correspondendo respectivamente a 65% e 18% do preço final da energia. Por outro lado, a parcela relativa às transações no mercado de curto prazo (compra/venda CCEE) contribui para uma redução no preço do contrato, indicando que a usina é vendedora líquida de energia no *spot*. O termo “Descolamento Índice de Contrato” corresponde à perda relacionada aos diferentes índices de reajuste utilizados para a receita do contrato e para os custos fixos e variáveis de O&M.

O preço para os investidores avessos ao risco específico deverá somar um prêmio de risco ao preço P_0 . O novo preço da energia, assumindo um nível de confiança de 95%, será aquele necessário para que em 95% dos cenários simulados a TIR do projeto seja maior que 10%. Nesse caso, o preço final da energia será 99.1 R\$/MWh. Portanto, o sobre-preço requerido pelos investidores devido ao risco hidrológico é de 10.2 R\$/MWh.

O prêmio de risco também pode ser interpretado como a diferença entre a TIR média e a TIR-VaR para a simulação do investidor diversificado. A Figura 6.5 mostra que essa diferença é de 2.6%, ou seja, é requerido um acréscimo de 2.6% em relação à rentabilidade do custo de capital do investidor diversificado. Adicionalmente, o preço de energia que assegura uma TIR-VaR de 10%, com 95% de probabilidade, resultará em uma TIR média superior a 10%, uma vez que em pelo menos 95% dos cenários simulados a TIR é superior a 10%.

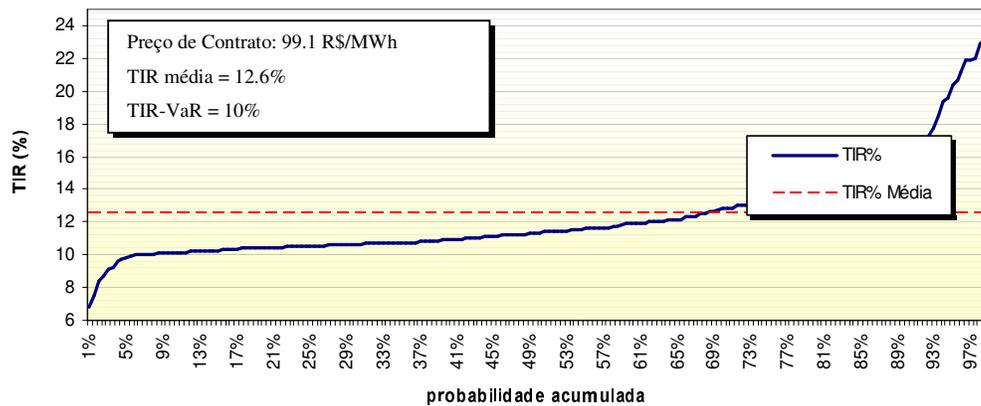


Figura 6.5 - Distribuição de probabilidade acumulada da TIR.

Assim como o risco hidrológico, os diversos fatores de risco mapeados para uma determinada tecnologia podem ser analisados e precificados de forma similar.