



Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento-GES

Análise de Risco de um Empreendimento Fotovoltaico: CCEAR-Disponibilidade x CCEAR-Quantidade

**EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ(1,2); JOEL GALDINO GOMES FILHO(2); MARINA OLIVEIRA DANTAS(2);
CHESF(1); UPE - POLI(2);**

RESUMO

Este trabalho propõe realizar um estudo de viabilidade técnico-econômica que leve em consideração as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa de um empreendimento fotovoltaico que venda sua produção em um Leilão de Energia Nova do Governo Federal, comparando as métricas de risco VaR e CVaR entre o CCEAR-Quantidade e o CCEAR-Disponibilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Leilões, CCEAR-Quantidade, CCEAR-Disponibilidade, *VaR (Value at Risk)*, *CVaR (Conditional Value at Risk)*

1.0 - INTRODUÇÃO

A análise, representação e precificação correta dos riscos é de extrema importância na avaliação de novos investimentos em geração no Setor Elétrico Brasileiro. Neste trabalho, será ilustrado como calcular as métricas de risco VaR (Value at Risk) e CVaR (Conditional Value at Risk) para um empreendimento de geração de energia elétrica, verificando o impacto das incertezas sobre o retorno do investimento. As variáveis de interesse para a modelagem estocástica são: a geração fotovoltaica anual e os preços do Mercado de Curto Prazo (PLD) médios anuais. Após a modelagem destas variáveis, são sorteados valores baseados nas suas distribuições de probabilidades. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório, para o qual será realizada uma análise financeira com horizonte de 20 anos, obtendo-se um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário, como a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL), por exemplo. A partir da análise desses cenários, é possível calcular a distribuição de Probabilidades desses indicadores financeiros e, portanto, as métricas de risco pertinentes.

A garantia física para usina solares é calculada levando-se em consideração o P50, que é a produção anual de energia certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou superior a 50%. Esse valor P50 consta nos documentos de certificação de dados solarimétricos e de produção anual de energia. Vários fatores são levados em consideração no cálculo do P50 da energia certificada, tais como, sujidade, sombreamento, degradação dos módulos, descasamento entre arranjos, temperatura, eficiência do inversor, etc. Deve-se ressaltar também que para o P50 informado na certificação há um determinado grau de incerteza (Desvio Padrão) associado.

Esse Desvio Padrão da Distribuição de Probabilidades da produção anual da planta fotovoltaica é muito importante. Por exemplo, se a Planta Fotovoltaica A tem Fator de Capacidade P50 de 15 MWmed-ano e possui uma incerteza certificada de 15% e a Planta B tem fator de capacidade P50 de 12 MWmed-ano com incerteza de 6%, a maior TIR advinda da simulação determinística da Planta A pode não ser a melhor escolha. Pois embora, a



energia da Planta A seja maior do que a da Planta B, a Planta A terá maior risco associado à geração do que a Planta B. Isso requer uma Análise de Risco detalhada para poder subsidiar as tomadas de decisões estratégicas em relação à construção do empreendimento.

Os estudos executados na CHESF visando à possibilidade de concorrer com projetos de energia eólica e solar nos leilões de energia promovidos pelo Governo Federal, exigem a necessidade de se conduzir corretamente as análises de risco. Nesse contexto, é crucial para a viabilidade do negócio, compreender os recursos eólico e solar numa escala de longo prazo. O conhecimento da quantidade, do tempo e da variabilidade desses recursos, tem influência direta sobre os cálculos da energia elétrica produzida e, portanto, sobre o fluxo de receita do negócio (1, 2, 3, 4).

O problema proposto considera, para estudo da comparação entre os CCEAR's (Contrato de Comercialização de Energia) Quantidade e Disponibilidade, um empreendimento localizado no estado de Pernambuco com 30MWp instalados. A simulação de Monte Carlo realizada para este trabalho utilizou-se da Linguagem de Programação R (5), com a modelagem da geração fotovoltaica anual como uma variável estocástica. Com a simulação de Monte Carlo pode-se quantificar as métricas de risco VaR e $CVaR$ para vários casos de distribuição de probabilidade para a Energia anual e para o PLD anual.

2.0 - REGRAS DO CCEAR-QUANTIDADE E CCEAR-DISPONIBILIDADE

Nesta seção serão apresentadas as regras de contabilização dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) Disponibilidade e Quantidade.

2.1 CCEAR-DISPONIBILIDADE

As Regras do CCEAR-Disponibilidade utilizadas foram as mesmas Regras do Leilão "A-4" de 2018 (Leilão 001/2018), realizado em 04/abril/2018 (27º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração). Esse foi o último Leilão com o CCEAR-Disponibilidade para Energia Fotovoltaica. Neste Leilão foi realizada a Contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração de energia elétrica de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa.

Para o CCEAR-Disponibilidade as exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP) são assumidas pelos Compradores do respectivo Leilão (nesse caso, as Distribuidoras de Energia Elétrica). A remuneração da Planta Fotovoltaica é realizada através de uma Receita Fixa. Esse valor de remuneração anual é "bidado" pelo vendedor no Leilão, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros custos, a critério do empreendedor da Planta: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes da operação e manutenção; (iv) custos de seguros e garantias da Planta e dos compromissos financeiros; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos. A sazonalização da energia contratada é a Sazonalização FLAT.

Especificamente para o CCEAR-Disponibilidade-Solar o ressarcimento por desvios negativos de geração em base anual é tratado, para efeito do Contrato, como ressarcimento devido pela Planta Fotovoltaica. O valor do ressarcimento anual devido é calculado ao final de cada ano e estabelecido mediante aplicação da seguinte equação algébrica (representado abaixo por um pseudocódigo):

```
Se ( $EEa < ECa$ ) então,  
  Se ( $EEa \geq (0.9 * ECa)$ ) então,  
     $RESSa = \max(RFU, PLDmed\_a) * (ECa - EEa)$   
  Fim do Se  
  Se ( $EEa < (0.9 * ECa)$ ) então,  
     $RESSa = \max(1.15 * RFU, PLDmed\_a) * (ECa - EEa)$   
  Fim do Se  
Fim do Se
```

Onde:



ECa - Energia Contratada no ano "a", em MWh;
EEa - montante anual de Energia Entregue no ano "a" em MWh;
RESSa - Ressarcimento no ano "a", em Reais (R\$);
RFU = Receita Fixa Unitária, em R\$/MWh;
PLDmed_a = PLD médio do ano "a" referente ao submercado da Planta Fotovoltaica;
max - é a função máximo, que apresenta como resultado de saída da função, o maior dentre dois valores.

O montante anual de energia entregue pela Planta Fotovoltaica (**EEa**) deverá ser apurado ao final de cada ano contratual, e deve ser contabilizado no centro de gravidade do submercado onde o empreendimento for conectado. A produção contabilizada no centro de gravidade é igual à produção medida no ponto de conexão da usina com a Rede, deduzida das perdas correspondentes na rede básica, segundo as regras e procedimentos de comercialização da CCEE.

Vale ressaltar que para os CEEAR-Disponibilidade-Solar não há créditos de geração acima do contratado para compensar déficits de geração em anos ruins, como é normal acontecer nos CEEAR-Disponibilidade normalmente utilizados para a Geração Eólica. Nos CEEAR-Disponibilidade-Eólica o saldo dos desvios, positivos ou negativos, da **EEa** em relação à obrigação contratual deverá ser acumulado ao longo de cada quadriênio. O saldo anual acumulado deverá ser limitado à uma margem inferior de 10% abaixo da obrigação contratual de produção e à uma margem superior de 30% acima da obrigação contratual.

Também para os CEEAR-Disponibilidade-Eólica o saldo anual positivo acima da margem superior (30% acima da obrigação contratual), deverá ser reembolsado ao gerador pelo valor de 70% do preço do contrato em 12 parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte. O saldo anual negativo, que ultrapassar o limite da margem inferior (10% abaixo da obrigação contratual), deverá ser valorado pelo preço do contrato acrescido de 15% e ressarcidos ao Comprador em 12 parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte.

Também para o CEEAR-Disponibilidade-Eólica o saldo quadrienal a maior de desvios acumulados da produção, apurado ao final de cada quadriênio, poderá ser total ou parcialmente repassado para o quadriênio seguinte ou cedido para outro empreendimento, desde que este tenha sido contratado no mesmo leilão de energia. Pode-se dizer que esse mecanismo lembra o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) das Geradoras Hidráulicas. Após a opção de repasse e/ou de cessão de energia elétrica, o saldo residual positivo do quadriênio deverá ser ressarcido ao empreendedor, valorado ao preço contratado, e o valor dividido em 24 parcelas mensais nos dois primeiros anos contratuais do quadriênio em curso ao preço vigente do contrato nestes anos. Após eventual recebimento de energia elétrica por meio de cessão, o saldo residual negativo do quadriênio deverá ser ressarcido ao Comprador em 12 parcelas mensais no primeiro ano contratual do quadriênio em curso, valorado ao preço vigente do contrato acrescido de 6%.

Para os CEEAR-Disponibilidade-Solar não há saldo anual positivo acima da Energia Contratada para ser valorado ou creditado, desde que tenha sido vendida toda a sua Garantia Física no Leilão. Ou seja, qualquer valor de **EEa** maior do que a **ECa**, não irá reverter para a Planta Fotovoltaica, nem como crédito de energia para compensar anos ruins de geração fotovoltaica, nem como ressarcimento em dinheiro. Como é um contrato por disponibilidade, o risco hidrológico da geração é alocado ao comprador e não ao vendedor. Vê-se portanto que o CEEAR-Disponibilidade-Solar é extremamente mais rigoroso do que o CEEAR-Disponibilidade-Eólica.

2.2 - CCEAR-QUANTIDADE

As Regras do CCEAR-Quantidade utilizadas foram as mesmas Regras do CCEAR-Quantidade-Eólica do Leilão "A-6" de 2018 (001/2018), realizado em 31/agosto/2018 (28º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração). Esse foi o primeiro Leilão da história da Energia Eólica em que foi utilizado o CCEAR-Quantidade para este tipo de fonte. Como o primeiro Leilão com CCEAR-Quantidade para plantas fotovoltaicas a ser realizado será o Leilão A-4 de 2019 optou-se por utilizar as regras do CCEAR-Quantidade-Eólica.

Dos 1,581 empreendimentos cadastrados para o Leilão "A-4" de 2019, a fonte com a maior participação foi a fonte solar fotovoltaica, com o total de 751 projetos, totalizando 26,253 MW (51.3%) dos 51,201 MW inscritos.

Basicamente no CCEAR-Quantidade os geradores de energia elétrica assumem o risco de exposição ao MCP. Para o CCEAR-Quantidade-Eólica do Leilão “A-6” de 2018, a Sazonalização da *ECa* é realizada de acordo com a disponibilidade mensal da usina. E a modulação horária da *ECa* é realizada seguindo o perfil de geração do Parque Eólico. Os montantes de *ECa*, observados os critérios de Sazonalização e Modulação definidos no cadastro do Leilão, são considerados como Requisito do vendedor e Recurso do comprador, nos processos de apuração de insuficiência de lastro para venda e de cobertura contratual do consumo.

3.0 - ANÁLISE DE RISCO

A gestão de risco se mostra uma atividade complexa e importante, envolvendo fatores delimitados pelas regras de cada mercado, e também fatores como a existência de instrumentos financeiros capazes de proporcionar hedge aos agentes, contando com inúmeras métricas de risco para subsidiar a tomada de decisão.

A análise de Risco compõem-se basicamente da busca de 2 (duas) informações: a chance (probabilidade); e o impacto (valor monetário) de eventos desfavoráveis e/ou favoráveis. Toda vez que se está trabalhando com Risco é importante ter-se em mente estas duas dimensões. Análise de Risco é uma Tomada de Decisão sob Incerteza. Essa seção abordará os principais tipos de análise de risco do mercado de energia herdadas do mercado financeiro. Estas análises são utilizadas para controlar ou minimizar o risco na tomada de decisão.

Sabe-se que a comercialização de energia está submetida a diversos cenários de incerteza. Estes cenários podem ser quantificados em termos de probabilidade de ocorrência. Seguindo na linha da análise tradicional do Mercado Financeiro, podemos exemplificar através da Figura 1, a Taxonomia da Análise de Risco.

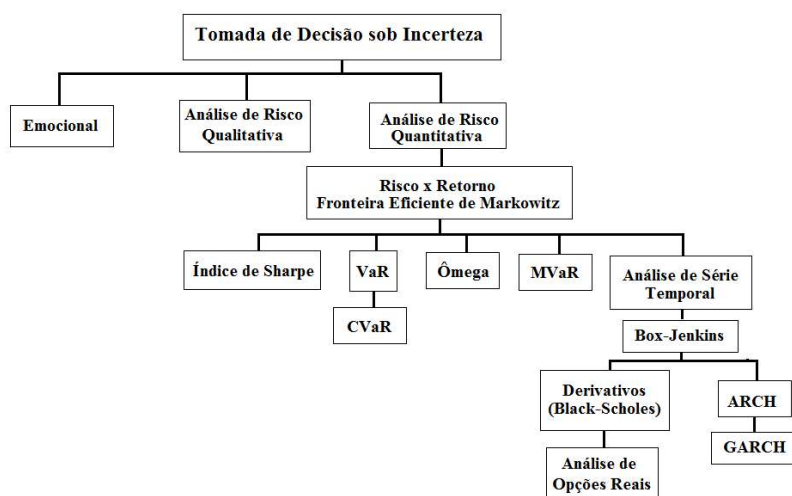


FIGURA 1 – Taxonomia da Análise de Risco Financeira, Fonte: elaboração própria baseado em (3).

Entre as variáveis que impactam no cálculo das métricas de risco associadas a um Portfólio de energia, temos como exemplo: demanda; PLD; Curva Forward; tipo do contrato (Fixo, Prêmio, Swap); etc. Apesar da quantificação do risco de uma carteira de comercialização ser uma tarefa que necessita de um pouco de arte (bom-senso) tanto quanto de ciência, a Análise de Risco Quantitativo é imprescindível para a segurança da empresa e para o estabelecimento de estratégias adequadas para a tomada de decisão.

Uma das métricas de risco muito utilizadas, que auxiliam na Tomada de Decisão, é a Variância. A Variância de uma distribuição de Lucros/Perdas mede o “espalhamento” (dispersão estatística) dos Lucros/Perdas em relação ao Valor Esperado (média) da Distribuição Estatística. Esta é a tradicional Análise *Risco x Retorno* (desvio-padrão x valor esperado dos retornos) criada por Markowitz em 1952 (6), tendo o mesmo sido agraciado com o Prêmio Nobel de Economia em 1990.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

No final dos anos 70 e 80, várias instituições financeiras importantes começaram a desenvolver métricas de risco para medir e agregar os riscos de todos os negócios em que a firma estava envolvida. Durante o desenvolvimento destas métricas, evoluiu de forma gradual, um consenso entre as instituições de que a principal métrica a ser perseguida era uma métrica que mostrasse a probabilidade de perdas para todos os negócios de toda a empresa. Isso deu origem à noção de valor em risco (ou *VaR*). Isso permitiria às empresas obter uma melhor percepção de seus riscos globais e otimizar a alocação mais racional do capital nas diversas linhas de negócios.

Conforme Kevin Dowd (7):

*O mais conhecido desses sistemas foi desenvolvido pelo JP Morgan. De acordo com a lenda do setor financeiro, esse sistema se originou quando o presidente do JP Morgan, Dennis Weatherstone, pediu à sua equipe um relatório diário de uma página indicando risco e perdas potenciais nas próximas 24 horas, em toda a carteira de operações do banco. Este relatório - o famoso "relatório de 4:15" - era para ser entregue ao presidente às 4:15, todos os dias, após o fechamento do pregão. Para alcançar este objetivo, o pessoal da JP Morgan teve que desenvolver um sistema para medir os riscos em diferentes posições de negociação, em toda a instituição, e também agregar esses riscos em uma única medida de risco. A medida usada foi o valor em risco (ou *VaR*), estimado a partir de um sistema baseado na Teoria Portfólio padrão, usando estimativas dos desvios padrão e correlações entre os retornos para diferentes instrumentos negociados.*

Embora a teoria fosse simples, tornar operacional esse sistema envolvia uma enorme quantidade de trabalho: as bases de dados tiveram que ser construídas; muitos cálculos adicionais tiveram que ser convencionados; ferramentas computacionais tiveram que ser desenvolvidas para realizar os cálculos; e muitos outros problemas práticos tiveram que ser resolvidos. O novo sistema de risco foi apresentado na Conferência de Pesquisa anual do JP Morgan em 1993, e despertou grande interesse de potenciais clientes que desejavam comprar ou pagar uma utilização do sistema para seus próprios cálculos (7).

Esta foi a primeira vez que o *VaR* tinha sido apresentado de forma pública, além do alcance de um pequeno grupo de Analistas Quantitativos (um Analista Quantitativo é o especialista que atua na aplicação de métodos matemáticos e estatísticos para problemas financeiros e de gerenciamento de riscos). Dois anos depois, este novo sistema de Análise de Risco desenvolvido pelo JP Morgan foi lançado como um negócio independente com fins lucrativos, o RiskMetrics Group Inc. Em 2010, o RiskMetrics Group Inc. foi adquirido pelo MSCI Inc. (NYSE: MXB) (um dos maiores líderes globais de ferramentas de suporte a decisões de investimentos) por aproximadamente U\$1.55 bilhões.

O cálculo do *VaR* (*Value at Risk*) é realizado da seguinte forma: dada a distribuição de Probabilidades dos Lucros/Perdas do negócio em análise, podemos calcular o valor da abscissa que determina, por exemplo, um valor de área à direita, na curva de distribuição de probabilidades, em 95%. Esse valor de abscissa seria o $VaR_{95\%}$. Em outras palavras, o valor de abscissa $VaR_{95\%}$ determina que a probabilidade de ocorrer retornos maiores ou igual ao $VaR_{95\%}$ é de 95% de chance (Figura 2). E que a chance de ocorrer perdas maiores do que o valor de abscissa $VaR_{95\%}$ é de 5%.

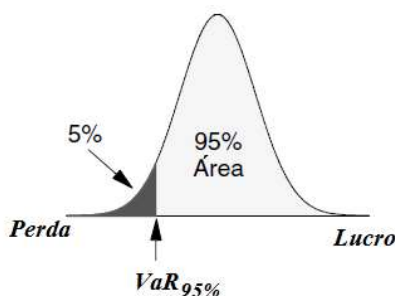


FIGURA 2 – *VaR*, Fonte: (3).

Conforme Damodaran (8):

Embora o termo “Value at Risk” não tenha sido amplamente utilizado antes de meados da década de 1990, as origens da medida recaem num tempo bastante remoto. As matemáticas subjacentes ao VaR foram amplamente desenvolvidas no contexto da Teoria dos Portfólios por Harry Markowitz e outros, embora seus esforços tenham sido direcionados para um fim diferente - criar Portfólios ótimos para investidores em ações. Em particular, o foco nos riscos de mercado e os efeitos das operações nesses riscos são centrais para o cálculo do VaR.

Embora o VaR seja uma das métricas de risco mais populares e utilizadas, ele não nos diz nada sobre a cauda da distribuição. Esta é uma das principais críticas à métrica VaR. Por exemplo, dois Portfólios podem ter exatamente o mesmo VaR de $\alpha\%$, mas distribuições muito diferentes além do nível de confiança de $\alpha\%$, conforme Figura 3.

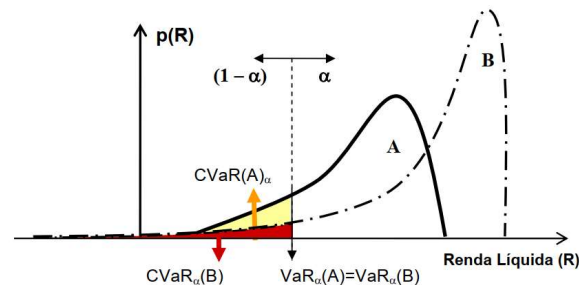


FIGURA 3 – Comparação entre duas Distribuições de Probabilidade com mesmo VaR e CVaR diferentes, Fonte: (9).

O Conditional Value-at-Risk (CVaR), também conhecido como “Expected Shortfall” (Déficit Esperado), é uma medida de avaliação de risco que quantifica o valor esperado do déficit que o Portfólio possui, e foi criado, entre outras coisas, para responder às críticas feitas ao VaR. O CVaR é derivado da média ponderada das perdas “extremas” na cauda da distribuição dos retornos possíveis, além do ponto de corte do valor em risco (VaR).

Se a Função Densidade de Probabilidade do Lucro/Perda de um Portfólio for dada por $f(x)$ e o VaR é o valor da abscissa no nível de confiança de α , então o cálculo do CVaR fica (10):

$$CVaR_{\alpha\%} = \frac{-1}{1-\alpha} \int_{-\infty}^{VaR_{\alpha\%}} (x * f(x)) dx$$

O valor condicional em risco é usado na otimização de Portfólio para um gerenciamento de risco efetivo. Uma das características mais comentadas sobre a métrica CVaR é sobre ela ser uma métrica de risco coerente, ou seja, ela possui a propriedade de subaditividade. A subaditividade é basicamente uma maneira sofisticada de dizer que a soma de variáveis estocásticas negativamente correlacionadas resultará em um Portfólio com desvio padrão menor do que a soma algébrica dos Desvios Padrões individuais, ou seja, a diversificação é boa, e uma boa medida de risco deve refletir isso (10).

Como exemplo vamos resolver um pequeno problema para demonstrar os cálculos relacionados ao CVaR. Imagine que um determinado Portfólio de Ativos de Energia Elétrica tem uma Função Densidade de Probabilidade dos Lucros/Perdas de forma triangular, conforme Figura 4.

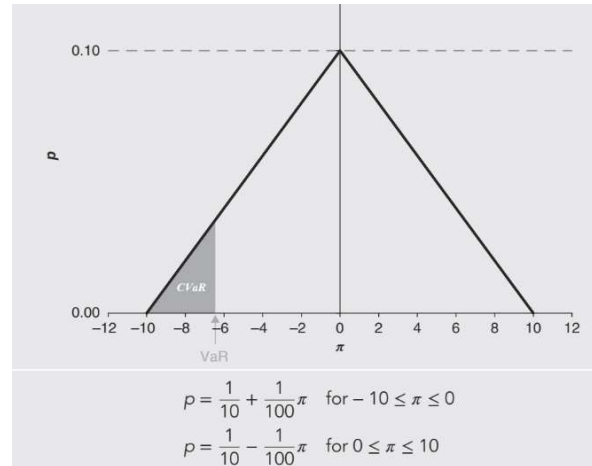


FIGURA 4 – Função Densidade de Probabilidade dos Lucros/Perdas, Fonte: (10).

Logo, o $VaR_{95\%} = -6.84$. Para o cálculo do $CVaR_{95\%}$ da Figura 4, como a distribuição de probabilidades para a variável contínua π é uma Função Densidade de Probabilidade deve-se usar a seguinte Fórmula:

$$CVaR_{95\%} = \frac{-1}{1-0.95} \int_{-10}^{VaR_{95\%}} (\pi * p(\pi)) d\pi$$

Então o $CVaR_{95\%}$ é um valor esperado de perda de 7.89. Veja que o $CVaR_{95\%}$ é maior do que $VaR_{95\%}$, o que é intuitivamente razoável. Vê-se que o $CVaR_{95\%}$ não é um valor de abscissa, assim como é o $VaR_{95\%}$. O objetivo principal do $CVaR$ é quantificar o valor esperado das perdas ao qual a empresa está submetida. A Figura 3 ilustra bastante bem o conceito do $CVaR$. Vê-se na Figura 3 que as duas distribuições de probabilidades **têm** o mesmo $VaR_{\alpha\%}$, mas possuem $CVaR_{\alpha\%}$ diferentes.

Os Gerentes de Risco sempre querem saber o máximo possível sobre a cauda da distribuição. O $CVaR$ traz alguma informação sobre isso, mas é uma medida mais sensível aos valores da cauda da distribuição, tornando-a potencialmente instável aos valores dos “outliers” e fazendo com que os valores para o $CVaR$ percam um pouco de significado prático para diferentes Distribuições de Probabilidade. O VaR , em compensação, não nos diz nada sobre a forma da cauda, mas é mais robusto para os “outliers”. Os Gerentes de Risco devem, de forma imprescindível, entender esses “tradeoffs” entre as várias métricas de risco (10).

4.0 - RESULTADOS

As simulações de Monte Carlo realizadas nos 4 (quatro) Casos de estudo realizados neste trabalho utilizaram 10,000 cenários para os cálculos das análises de viabilidade financeira. Cada Cenário dessa Simulação de Monte Carlo é constituído de 20 valores de geração fotovoltaica e PLD para cada um dos 20 anos. Cada um desses 20 pares (Geração anual; PLD anual) são as variáveis de entrada para os cálculos do Fluxo de Caixa na análise da viabilidade financeira do empreendimento fotovoltaico.

Cada um desses 10,000 cenários de 20 pares de valores é sorteado obedecendo-se às Distribuições de Probabilidade das variáveis estocásticas: geração fotovoltaica anual; e PLD anual. A partir da análise desses cenários é possível calcular o histograma de indicadores financeiros, tais como, a Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL), etc.

O sorteio de 100,000 valores anuais de geração fotovoltaica é realizado obedecendo-se à Distribuição de Probabilidades da Certificação da Produção Anual de Energia. As certificações determinam a distribuição de probabilidades da energia gerada através de uma distribuição normal. Todos os parâmetros necessários para a construção da curva normal (média e desvio padrão) são informados na certificação. Os valores de energia certificados são referentes à produção anual de energia bruta de longo prazo.

Os dados da Planta Fotovoltaica estão apresentados na Tabela 1, com base na avaliação de longo prazo da Irradiação Global realizada pela Certificadora e com base nas características técnicas da Planta.

TABELA 1. – Dados Técnicos da Planta Fotovoltaica

Potência Instalada	30.00	MWac
Garantia Física (baseada na Produção média de longo prazo P50)	9.02	MWmed-ano
Desvio Padrão da Produção de longo prazo	11.0	%

A quantidade de energia vendida foi considerada neste trabalho como sendo igual à Garantia Física. Pois o intuito da análise era uma comparação entre os tipos de contrato Disponibilidade e Quantidade. Vale ressaltar que este não é o procedimento mais indicado para um empreendimento de geração que vai participar de um Leilão, pois a contabilização da energia produzida é efetuada no centro de gravidade do submercado onde o empreendimento estiver conectado.

O cálculo da TIR de um empreendimento passa então a ser um cálculo da Distribuição de Probabilidades. Pode-se ver um cálculo deste tipo apresentado na Figura 5. Também está sendo apresentado na Figura 5 o $CVaR_{95\%}$ desta Distribuição de Probabilidade da TIR.

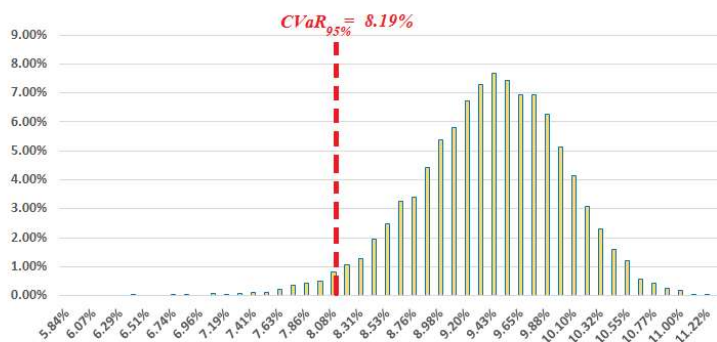


FIGURA 5 – Função Massa de Probabilidade da TIR

Em relação aos 4 (quatro) Casos de estudo desse trabalho foram adotadas diferentes Funções Gaussianas para representar a Distribuição de Probabilidade do PLD anual, conforme Tabela 2. O objetivo destas várias Distribuições de Probabilidade é obter uma sensibilidade das métricas de risco VaR e $CVaR$ em relação à variável estocástica PLD anual. Para a variável estocástica Geração anual também foi adotada uma Distribuição de Probabilidade Gaussiana com média 9.02 MWmed e desvios padrão conforme Tabela 2. As variáveis estocásticas de Geração Fotovoltaica anual e PLD médio anual, utilizadas neste trabalho, foram consideradas sem correlação significativa entre si em base anual.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para os 4 (quatro) Casos de estudo realizados neste trabalho. As Figuras 6 e 7 apresentam as Distribuições de Probabilidade da TIR para cada um dos casos analisados.

TABELA 2 – Resultados dos 4 (quatro) Casos de Estudo.

	VALOR MÉDIO DO PLD	INCERTEZA DO PLD	INCERTEZA DA GERAÇÃO	DIFERENÇA ENTRE OS $VaR_{95\%}$	$CVaR_{95\%}$	
					Disponibilidade	Quantidade
CASO 1	200 R\$/MWh	25%	15%	7.13%	0.27%	0.38%

CASO 2	200 R\$/MWh	25%	7%	2.48%	0.30%	0.38%
CASO 3	300 R\$/MWh	50%	15%	8.91%	0.25%	0.34%
CASO 4	300 R\$/MWh	50%	7%	3.72%	0.32%	0.42%

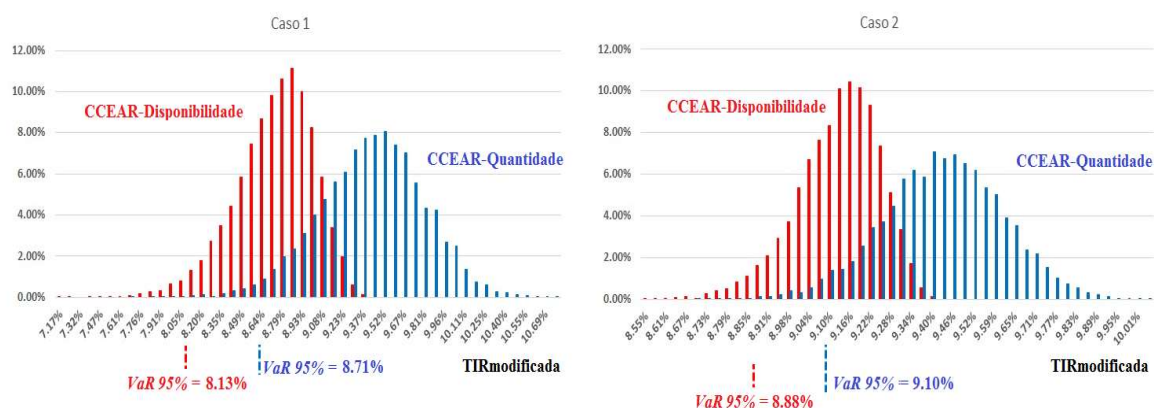


FIGURA 6 – Casos 1 e 2.

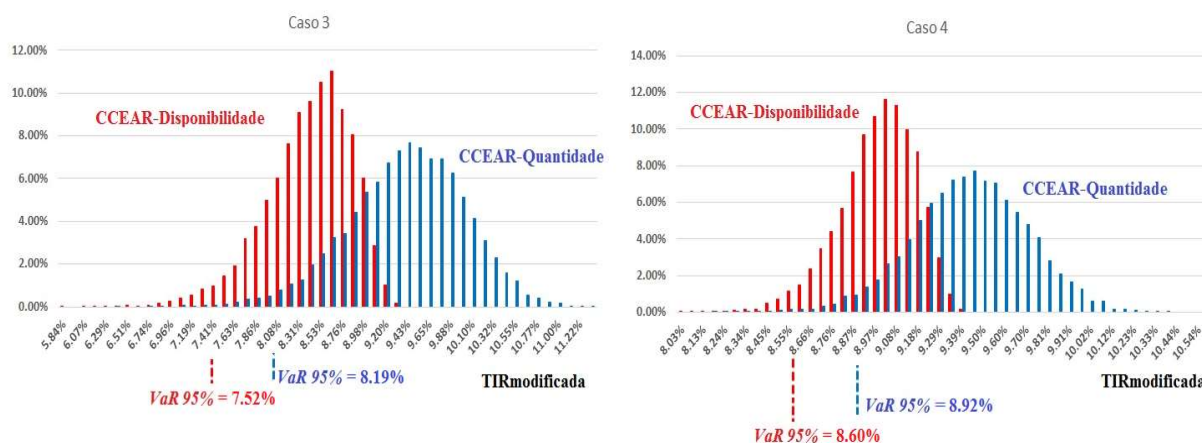


FIGURA 7 – Casos 3 e 4

Vê-se, conforme os casos de estudo, que o CCEAR-Quantidade é menos oneroso do que o CCEAR-Disponibilidade-Solar. Isto, de certa forma, é contrário ao senso comum de que o CCEAR-Disponibilidade fornece maior proteção aos riscos de geração e exposição ao MCP. Na Referência (11) encontra-se que os contratos do tipo Disponibilidade implicam em um menor nível de risco associado quando comparado à modalidade Quantidade. Mas deve-se lembrar que o trabalho (11) fez uma análise para os contratos Disponibilidade e Quantidade relativos à fonte eólica. Ou seja, o CCEAR-Disponibilidade-Solar, conforme estudado neste trabalho, é mais desfavorável do que o CCEAR-Quantidade. Espera-se que no próximo Leilão de plantas fotovoltaicas o preço da energia solar baixe ainda mais, tanto porque o CCEAR-Quantidade é mais favorável, quanto pelos fatores tradicionais de custo de investimento e estratégias de comercialização.

É muito importante também observar que, caso a Planta Fotovoltaica tenha uma incerteza (Desvio Padrão) de geração anual muito elevada, e o empreendedor esteja considerando uma maior proteção às variações do PLD o CCEAR-Quantidade é mais vantajoso, conforme apresentado no Caso 3.

5.0 - CONCLUSÕES

Para as premissas adotadas neste estudo e utilizando-se as métricas de risco VaR e $CVaR$ observou-se que, caso o empreendedor pudesse escolher, a preferência deveria ser dada ao CCEAR-Quantidade ao invés do CCEAR-Disponibilidade-Solar. Uma grande vantagem da ferramenta desenvolvida neste trabalho é poder ajudar ao empreendedor de geração renovável na implementação de uma gestão de Análise de Risco de uma forma objetiva, prática e direta. Esta ferramenta pode ser estendida facilmente para os projetos híbridos (fotovoltaica + eólica + armazenamento) e para quaisquer regras de penalidades de qualquer leilão específico. Outra extensão valiosa para o algoritmo desenvolvido é ter em mãos uma ferramenta computacional para calcular um preço de “bid” de leilão dada uma análise de seus concorrentes no certame. Além disso, a ferramenta compara através do cálculo do $VaR_{95\%}$ qual seria o melhor leilão para vender a energia do seu parque eólico, por exemplo, analisando as vantagens entre um leilão reserva ou um leilão de energia nova.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) – FANZERES, B., STREET, A., e BARROSO, Luiz Augusto. “Contracting Strategies for Renewable Generators: A Hybrid Stochastic and Robust Optimization Approach”. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 30. No. 4. July 2015.
- (2) – SODRÉ, E., PERRELLI, A. C. da C., e CODECEIRA NETO, A. “Tomada de Decisão em Projetos Eólicos: Algoritmos Metaheurísticos como Ferramenta para Alocação Ótima da Quantidade de Energia Vendida”. XXIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba-PR, Brasil. 22 a 25 de outubro de 2017.
- (3) – LEITE, L. e SODRÉ, E. “Análise de Risco em Comercialização de Energia Elétrica”. V.4. N.2. Edição Especial em Energias Renováveis. REPA - Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada. ISSN: 2525-4251. 2019.
- (4) – COUTINHO, A., SODRÉ, E., CODECEIRA NETO, A., e LEITE, R. “Estratégias de Contratação de Energias Renováveis utilizando Algoritmos Genéticos com Otimização Robusta”. XIV SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Recife-PE, Brasil. September 30th to October 3rd of 2018.
- (5) – R CORE TEAM. R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing. Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>. 2016.
- (6) – MARKOWITZ, H. “Portfolio Selection”. The Journal of Finance. V.7, 1952.
- (7) – DOWD, K. “Measuring Market Risk”. Second Edition. Wiley. 2005.
- (8) – DAMODARAN, A. “Strategic Risk Taking: A Framework for Risk Management”. 1st Edition. FT Press. 2007.
- (9) – STREET, A. “Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica”. Doutorado em Engenharia Elétrica. PUC-RJ. 2008.
- (10) – MILLER, M. B. “Quantitative Financial Risk Management”. Wiley, 2019.
- (11) – BATISTA, F., et. al. “O Impacto das Diferentes Modalidades de Contratação dos Empreendimentos Eólicos sobre a sua Rentabilidade Global”. XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Brasília-DF, Brasil. 13 a 16 de Outubro de 2013.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Eduardo Sodré, possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2006 (Conceito CAPES 7) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1996 (Conceito CAPES 6). Tem experiência na área de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Trabalhou na Distribuidora de Energia Elétrica do Estado de Pernambuco (CELPE), nas áreas de Meio-Ambiente, Gestão de P&D e Planejamento da Expansão. Trabalha atualmente na CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), desde 2002, na área de energias renováveis, tendo também realizado vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da geração. Leciona no Curso de Graduação de Eng. Elétrica desde 2008, no Mestrado de Tecnologia da Energia da POLI-UPE desde 2009 e nos Cursos de Especialização de Energias Renováveis desde 2014.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4529
GES/09

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

Joel Galdino, Mestrando no Programa de Tecnologia da Energia na Universidade de Pernambuco (UPE), desde 2017. Especialista em Energias Renováveis pela Universidade de Pernambuco (UPE), em 2017. Graduado em Engenharia Eletro-Eletrônica pela Universidade Federal de Pernambuco, em 2013. Atuou durante três anos na construção da Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, no Contrato Geral de Automação (CGA), no Controle Global de Elétrica (CGE) e na implementação das Unidades de Coqueamento Retardado e de Abatimento de Emissões de 2013 a 2015.

Marina Dantas, nascida em Recife, Pernambuco, em 1994. Graduanda em Engenharia Civil, com data de conclusão do curso em julho/2019 na UPE. Bolsa de excelência pelo BRAFITEC para 1 ano de graduação na França, na Escola Nacional de Engenheiros de Tarbes (ENIT) em 2016/2017. Possui 1 ano de experiência como analista de preços para comercializadora de energia no Mercado Livre.