

8 Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica: um Exemplo

A fim de expor com maiores detalhes a metodologia proposta, este capítulo apresenta um exemplo de todo o processo de avaliação econômica sob incerteza, precificação de riscos, construção do conjunto eficiente e seleção da carteira ótima, a partir da análise de treze alternativas de investimento, com diferentes tecnologias de geração (gás natural, GNL, carvão importado, carvão nacional, biomassa a bagaço de cana de açúcar e hidrelétrica) e distribuídas nos quatro subsistemas (sudeste, sul, nordeste e norte).

8.1. Definição dos Projetos

8.1.1. Custos e Parâmetros Técnicos

As características de investimento e custo de cada tecnologia são baseadas em valores médios observados dos empreendimentos cadastrados nos últimos leilões de energia. No entanto, o tamanho dos empreendimentos é “padronizado” em 300MW de potência instalada, exceto a biomassa, com 30MW. Dessa forma, todos os custos e parâmetros técnicos são dados por unidade de potência (kW-inst) ou unidade de energia (MWh). Para manter o foco no processo de seleção de *portfolio* e simplificar a análise, as tecnologias de geração a óleo combustível e óleo diesel não são consideradas, assim como outras fontes alternativas (eólica, outras biomassas e pequenas centrais hidrelétricas) e usinas nucleares. A Tabela 8.1 apresenta os códigos e a descrição das usinas consideradas na análise.

Os custos de investimento, combustível e O&M, assim como o perfil de inflexibilidade (geração mínima) das tecnologias, estão resumidos na Tabela 8.2. Os parâmetros de custo e inflexibilidade permanecem os mesmos independentemente do subsistema da usina. Por outro lado, os riscos

considerados, principalmente o risco hidrológico, são influenciados pela localização geográfica do empreendimento.

Tabela 8.1 – Descrição dos Empreendimentos Simulados

Usina	Tecnologia	Subsistema
CCGN_NE	Ciclo-combinado a gás natural	Nordeste
CCGN_S	Ciclo-combinado a gás natural	Sul
CCGN_SE	Ciclo-combinado a gás natural	Sudeste
CCGNL_NE	Ciclo-combinado a GNL	Nordeste
CCGNL_SE	Ciclo-combinado a GNL	Sudeste
TVBI_SE	Turbina-vapor a biomassa de cana de açúcar	Sudeste
TVCI_NE	Turbina-vapor a carvão importado	Nordeste
TVCI_SE	Turbina-vapor a carvão importado	Sudeste
TVCN_S	Turbina-vapor a carvão nacional	Sul
UHEN_N	Hidrelétrica	Norte
UHEN_NE	Hidrelétrica	Nordeste
UHEN_S	Hidrelétrica	Sul
UHEN_SE	Hidrelétrica	Sudeste

Tabela 8.2 – Custos e Inflexibilidade de cada Tecnologia

Tecnologia	Investimento Médio R\$/kW-inst	O&M		Inflexibilidade % da Disp. Máxima	Combustível (com transporte) R\$/MWh
		fixo R\$/kW-ano	variável R\$/MWh		
CCGN	1300	50	5	70%	90
CCGNL	1300	50	5	0%	150
TVBI	2800	50	-	100%	-
TVCI	2200	90	12	0%	90
TVCN	2800	90	15	50%	30
UHEN	2500	12	2	-	-

A disponibilidade máxima ($Disp_{MAX}$) de cada usina foi calculada pela equação 8.1 [34], assumindo-se um fator de capacidade máximo (FC_{MAX}) igual a 100%, uma taxa de indisponibilidade programada (IP) de 3% e uma taxa de indisponibilidade forçada ($TEIF$) de 3%.

$$Disp_{MAX} = P_{NOMINAL} \times FC_{MAX} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (8.1)$$

O FC_{MAX} ajusta a potência nominal para as condições reais de operação dos equipamentos (temperatura, pressão, etc.). Portanto a máxima potência que pode ser gerada em regime permanente é $P_{NOMINAL} \times FC_{MAX}$. Além disso, os equipamentos devem passar periodicamente por manutenções preventivas. A frequência média dessas paradas deve ser informada através do parâmetro IP , que é o percentual do tempo em que o gerador realiza as manutenções programadas.

Finalmente, o parâmetro *TEIF* reflete a chance do empreendimento parar por problemas inesperados.

8.1.2. Cálculo dos Parâmetros Energéticos

Os parâmetros energéticos das termoeletricas (COP, CEC e GF) foram calculados com base nos cenários de preço utilizados nos leilões A-3 e A-5 de 2007. A Tabela 8.3 apresenta os valores obtidos para cada um dos empreendimentos. A garantia física é dada em função da disponibilidade máxima.

Tabela 8.3 – Parâmetros Energéticos dos Empreendimentos

Usina Térmica	GF % Disp. Máxima	CEC R\$/MWh	COP R\$/MWh
CCGN_NE	95%	2.5	6.5
CCGN_S	95%	0.4	6.3
CCGN_SE	95%	4.0	6.5
CCGNL_NE	85%	43.5	21.8
CCGNL_SE	85%	42.6	22.9
TVBI_SE	58%	-4.2	0.0
TVCI_NE	90%	23.1	27.4
TVCI_SE	90%	23.1	29.6
TVCN_S	95%	4.6	9.8

Como visto anteriormente, as térmicas totalmente flexíveis (CCGNL e TVCI) apresentam valores elevados de COP e CEC¹⁵. Em contrapartida, as térmicas com alguma inflexibilidade (CCGN e TVCN) tendem a reduzir esses valores, deslocando a parte inflexível dos custos de O&M e combustível para a receita fixa do contrato de disponibilidade.

A biomassa apresenta um comportamento diferente das outras fontes de geração térmica. A geração física das usinas a biomassa de cana de açúcar acompanha a safra deste insumo, que ocorre, geralmente, entre os meses de maio e novembro [14]. Portanto, essas usinas produzem a sua capacidade máxima no período de safra e não produzem na entressafra (dezembro a abril). Por esse

¹⁵ O incremento no Índice K das térmicas a GNL (Delta K) devido ao despacho antecipado está incluído no valor do CEC. A resolução ANEEL 282, de 1 de outubro de 2007 [44] estabelece os princípios operativos para essas usinas.

motivo, a garantia física dessas usinas pode ser obtida pela aplicação direta da equação 8.2.

$$GF = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} Gmed_m \quad (8.2)$$

onde $Gmed_m$ é a geração (em MW médios) da usina no mês m .

No exemplo, a biomassa gera durante 7 meses um montante igual a sua disponibilidade máxima. Portanto, sua garantia física é igual a $7/12 = 0.58$, ou seja, 58% da disponibilidade máxima.

Por ser 100% inflexível, o COP da biomassa é igual a zero. O CEC, por sua vez, entra com uma contribuição negativa para o ICB, aumentando a competitividade desses empreendimentos. O motivo pelo qual o CEC da biomassa é negativo está relacionado ao período da sua produção física (meses de maio a novembro), que coincide com o período de baixa hidrologia, quando o preço *spot* está em patamares elevados. Mesmo tendo que comprar um montante de energia igual à garantia física da biomassa (nos meses em que esta usina não produz), as distribuidoras conseguem obter um lucro nas transações de compra e venda no mercado de curto prazo. Ou seja, quando a biomassa está produzindo, a distribuidora vende a diferença entre a produção e a garantia física da usina por um preço *spot* muito maior que o preço vigente na ocasião das compras (entressafra).

A garantia física das hidrelétricas foi suposta igual a 55% da potência instalada. Como premissa, foi assumida a contratação do montante ótimo (menor preço de contrato) para todas as hidrelétricas simuladas. A Tabela 8.4 apresenta a contratação ótima de cada uma das usinas hidrelétricas (% em função da garantia física).

Tabela 8.4 – Hidrelétricas: Contratação Ótima

N	99%
NE	93%
S	93%
SE	94%

8.1.3. Impostos, Encargos e Financiamento

As premissas de impostos, encargos e financiamento foram similares para todas as tecnologias simuladas, não capturando, portanto, eventuais benefícios fiscais ou financiamentos incentivados. Entretanto, cabe observar que o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) não se aplica à biomassa. Os impostos, encargos e condições de financiamento considerados estão sumarizados nas Tabela 8.5, 8.6 e 8.7, respectivamente.

Tabela 8.5 - Impostos

Imposto	Alíquota	Incidência
PIS/COFINS	9.25%	Aplicado sobre a receita bruta, com direito a créditos tributários nos gastos com combustível, TUST/TUSD e 80% do O&M
CSSL	9.00%	Aplicado sobre o lucro líquido
IR	25.0%	Aplicado sobre o lucro líquido

Tabela 8.6 - Encargos

Encargo	Valor	Unidade
TUST/TUSD	3.75	R\$/kW-mês
Taxa CCEE	0.07	R\$/MWh
Taxa ONS	0.41	R\$/KW-ano
Taxa ANEEL (TFSEE)	1.66	R\$/KW-ano
P&D	1.0%	Aplicado sobre a receita operacional líquida

Tabela 8.7 – Condições de Financiamento

Financiamento	BNDES (TJLP)
Custo	1.0% (spread básico) + 1.8% (spread de risco)
Participação	90% (biomassa) e 70% (outras tecnologias)
Prazo e Carência	Amortização em 168 meses com 6 meses de carência após a motorização completa.

8.1.4. Fluxo de Caixa

Como discutido no Capítulo 5, a distribuição de probabilidade dos retornos de cada uma das tecnologias é determinada a partir do cálculo da TIR do fluxo de caixa do projeto, em cada cenário da simulação de Monte Carlo.

O fluxo de caixa tem a duração do período de concessão do projeto, ou seja, 15 anos para as usinas termelétricas e 30 anos para as usinas hidrelétricas. É importante observar que os projetos hidrelétricos e algumas tecnologias térmicas (carvão nacional) começam a operação 5 anos após a data inicial da análise (Leilão A-5), enquanto que o restante dos projetos termelétricos iniciam sua operação 3 anos após o início da análise (Leilão A-3).

O fluxo de caixa é composto, basicamente, das receitas do contrato e da venda de energia no mercado de curto prazo, deduzidas de impostos, custos operacionais, despesas, pagamento de juros, investimento e amortização do financiamento. Para cada item de custo foi especificado o índice de reajuste, assim como para a receita do contrato e para o custo do financiamento. Apesar do fluxo de caixa considerar os reajustes e a inflação, a taxa interna de retorno resultante da simulação é dada em termos reais.

O custo de capital utilizado no estudo de caso é de 8% ao ano (em termos reais), seguindo valores médios de empresas do setor. Cabe observar, no entanto, que o cálculo desse parâmetro não está no escopo desta dissertação, cuja metodologia utiliza o custo de capital como um *input* que depende das expectativas do investidor. O custo de capital em empresas do setor elétrico é estudado em [13].

A Figura 8.1 mostra cada um dos componentes do fluxo de caixa, até o terceiro ano de operação, de uma térmica a carvão importado.

		2007	2008	2009	2010	2011	2012
(+) Receita Op Bruta		-	-	-	169.892	188.478	223.953
Venda de Energia	Contrato de Venda de Energia	-	-	-	150.450	149.868	149.300
	Reembolso (Disponibilidade)	-	-	-	19.442	38.610	74.653
	Venda Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
Receitas no MRE	Receita no MRE	-	-	-	-	-	-
	Receita de Surplus	-	-	-	-	-	-
Outros	Outras Receitas	-	-	-	-	-	-
(-) Deduções		-	-	-	-	-	-
PIS / COFINS		-	-	-	10.700	10.651	10.623
CPMF		-	-	-	10.700	10.651	10.623
ICMS		-	-	-	-	-	-
(=) Receita Op Líquida		-	-	-	159.192	177.828	213.330
(-) Custos e Desp Oper		-	0.313	1.129	64.844	84.516	121.428
Custos de Produção	Royalties	-	-	-	-	-	-
	Combustível	-	-	-	17.276	34.551	66.874
	O&M Variável	-	-	-	2.303	4.607	8.916
	O&M Fixa	-	-	-	27.000	27.000	27.000
	TFSEE	-	-	-	0.498	0.498	0.498
	TUSD	-	-	-	-	-	-
	TUST	-	-	-	13.500	13.500	13.500
Despesas Gerais	Compra Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
	P&D	-	-	-	1.592	1.778	2.133
	Taxa MAE	-	-	-	0.014	0.028	0.055
	Contribuição ONS	-	-	-	0.124	0.124	0.124
	Outorga (UBP)	-	-	-	-	-	-
	Seguro Garantia	-	0.313	1.129	-	-	-
	Seguro Operação	-	-	-	2.536	2.429	2.327
Despesas no MRE	Outras Despesas	-	-	-	-	-	-
	Despesas no MRE	-	-	-	-	-	-
(=) EBITDA (Lucro Antes de Juros, Depreciação e IR)		-	(0.313)	(1.129)	94.349	93.311	91.902
(-) Custos e Despesas Ñ-Op		-	10.082	37.823	93.568	90.044	86.079
Juros Incorridos		-	10.082	37.823	51.339	47.076	42.228
Juros Sobre Capital Próprio (JSCP)		-	-	-	0.781	3.267	5.823
Depreciação		-	-	-	41.448	39.702	38.028
(=) EBT (Lucro Operacional)		-	(10.395)	(38.952)	0.781	3.267	5.823
CSLL		-	-	-	0.070	0.294	0.524
Imposto de Renda		-	-	-	0.195	0.817	1.456
(=) Lucro Líquido		-	(10.395)	(38.952)	0.515	2.156	3.843
Juros Incorridos		-	10.082	37.823	51.339	47.076	42.228
Juros Sobre Capital Próprio (JSCP)		-	-	-	0.781	3.267	5.823
Depreciação		-	-	-	41.448	39.702	38.028
(=) Fluxo Op da Empresa		-	(0.313)	(1.129)	94.083	92.201	89.922
Juros pagos no Financiamento		-	-	-	43.634	39.991	35.855
Amortização		-	-	-	17.206	33.724	32.827
(-) Investimento		-	79.200	118.800	-	-	-
(+) Financiamento		-	184.800	277.200	-	-	-
Fluxo do Acionista		-	(79.513)	(119.929)	33.126	17.996	20.367

Figura 8.1 – Fluxo de Caixa

8.2. Resultados da Simulação

Especificados os parâmetros técnicos e energéticos, os custos de investimento e operação e definidos os fatores de risco de cada tecnologia (detalhados no Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas), é possível simular a operação das usinas através do sorteio dos cenários de hidrologia e de cada uma das incertezas especificadas (investimento, atraso na data de entrada em operação e riscos de performance).

Os resultados da simulação dependem do tipo de análise considerada. Para a precificação de riscos, especifica-se o retorno mínimo exigido pelo investidor avesso a risco e o nível de confiança do VaR. O resultado da simulação é o preço de contrato que assegura o retorno mínimo especificado, com a confiança desejada. Para as análises econômicas e para a seleção de carteiras, o objetivo da simulação é determinar a distribuição de probabilidade do retorno do projeto (TIR). Nesse caso, o *input* da simulação é o preço do contrato.

8.2.1. Precificação de Riscos

Cada um dos fatores de risco pode ser precificado através da metodologia descrita no Capítulo 6. Os riscos considerados estão relacionados aos fatores críticos do projeto: investimento, prazo de conclusão, performance e o risco hidrológico. A Tabela 8.8 mostra o resultado das simulações para as treze tecnologias, considerando os riscos especificados no Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas. A primeira coluna da tabela apresenta o preço, o sobre-preço de risco (Hedge) e o acréscimo de retorno (Hedge TIR) para os seguintes casos: P_0 (investidor neutro ao risco), P_H (preço considerando incerteza hidrológica), P_{HP} (preço com incerteza hidrológica e de performance), P_{HI} (preço com incerteza hidrológica e de investimento), P_{HA} (preço com incerteza hidrológica e de atraso na entrada em operação) e P_{HAPI} (preço com todas as incertezas). O sobre-preço de risco, ou Hedge (R\$/MWh), é a diferença entre o preço obtido pela TIR-VaR e o preço do investidor neutro a risco P_0 . O Hedge TIR é obtido pela diferença entre a TIR média e a TIR-VaR (considerando-se uma rentabilidade de pelo menos 10% ao ano com 90% de confiança).

Como visto anteriormente, as usinas termoeletricas, por serem contratadas por disponibilidade, não estão expostas ao risco hidrológico. Portanto, o sobre-preço de contrato é nulo para essas usinas. Em contrapartida, as hidrelétricas simuladas exigem um sobre-preço que varia de 7.6 a 8.0 R\$/MWh, implicando em um aumento médio de 1.8% na taxa de retorno. Observa-se que os fatores de risco mais significativos (maiores *hedges*) estão relacionados aos custos de investimento e aos prazos de conclusão dos projetos.

Tabela 8.8 – Preços e Prêmios de Risco

		P_0	P_H	P_{HP}	P_{HI}	P_{HA}	P_{HAPI}
CCGN_NE	Preço (R\$/MWh)	133.0	133.0	134.8	135.5	138.9	139.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.8	2.5	5.9	6.8
	Hedge TIR (%)		-	1.9	3.1	5.4	5.6
CCGN_S	Preço (R\$/MWh)	130.7	130.7	132.5	134.2	136.5	140.4
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.8	3.5	5.8	9.7
	Hedge TIR (%)		-	1.9	1.4	5.3	5.7
CCGN_SE	Preço (R\$/MWh)	128.5	128.5	130.1	130.0	134.7	136.4
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.6	1.5	6.2	7.9
	Hedge TIR (%)		-	1.9	1.2	6.1	6.3
CCGNL_NE	Preço (R\$/MWh)	107.1	107.1	109.4	110.4	128.1	132.5
	Hedge (R\$/MWh)		-	2.3	3.3	21.0	25.4
	Hedge TIR (%)		-	1.6	2.5	15.8	14.9
CCGNL_SE	Preço (R\$/MWh)	107.3	107.3	109.5	109.4	129.8	131.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	2.2	2.1	22.5	24.5
	Hedge TIR (%)		-	2.0	2.8	15.8	16.3
TVBI_SE	Preço (R\$/MWh)	98.6	98.6	102.0	111.1	125.8	136.1
	Hedge (R\$/MWh)		-	3.4	12.5	27.2	37.5
	Hedge TIR (%)		-	1.9	6.6	15.7	18.6
TVCI_NE	Preço (R\$/MWh)	127.5	127.5	127.9	131.1	134.2	135.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.4	3.6	6.7	8.3
	Hedge TIR (%)		-	1.0	2.8	3.7	4.2
TVCI_SE	Preço (R\$/MWh)	129.7	129.7	130.6	135.0	135.8	138.3
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.9	5.3	6.1	8.6
	Hedge TIR (%)		-	1.2	3.5	3.6	4.8
TVCN_S	Preço (R\$/MWh)	129.1	129.1	129.4	135.1	146.4	146.1
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.3	6.0	17.3	17.0
	Hedge TIR (%)		-	0.1	2.9	5.3	6.4
UHEN_N	Preço (R\$/MWh)	87.9	95.7	95.8	118.7	106.8	128.1
	Hedge (R\$/MWh)		7.8	7.9	30.8	18.9	40.2
	Hedge TIR (%)		1.8	1.9	4.9	3.4	7.2
UHEN_NE	Preço (R\$/MWh)	86.7	94.3	94.4	117.5	105.1	121.5
	Hedge (R\$/MWh)		7.6	7.7	30.8	18.4	34.8
	Hedge TIR (%)		1.8	1.9	5.8	3.0	7.0
UHEN_S	Preço (R\$/MWh)	89.2	96.8	96.9	122.3	103.7	127.0
	Hedge (R\$/MWh)		7.6	7.7	33.1	14.5	37.8
	Hedge TIR (%)		1.7	1.7	7.1	2.6	7.5
UHEN_SE	Preço (R\$/MWh)	88.5	96.4	96.5	118.9	104.8	128.6
	Hedge (R\$/MWh)		7.9	8.0	30.4	16.3	40.1
	Hedge TIR (%)		1.8	1.8	5.6	2.9	7.8

8.2.2.

Conjunto Eficiente

Os critérios de eficiência discutidos no Capítulo 7 podem ser aplicados sobre o conjunto de projetos para excluir eventuais alternativas de investimento ineficientes. O critério da DEP determina que projetos ineficientes são aqueles cuja distribuição de probabilidade acumulada está sempre acima da distribuição de probabilidade de outro projeto. Portanto, para testar a eficiência de um determinado projeto por DEP, é preciso comparar a sua distribuição acumulada com as distribuições de todas as outras alternativas. Se entre alguma dessas alternativas existir um empreendimento cuja distribuição acumulada está sempre

abaixo da distribuição do projeto em análise, conclui-se que o projeto é ineficiente. Caso contrário ele será alocado ao conjunto eficiente. O critério da DES é aplicado de forma análoga. Entretanto, o teste é feito comparando-se a área acumulada das distribuições. Ou seja, um projeto será ineficiente por DES se a área acumulada abaixo da sua distribuição (em qualquer ponto do domínio de retornos) for superior à área acumulada da distribuição de algum outro empreendimento.

A Tabela 8.9 mostra os projetos eficientes (marcados com “+”) e os ineficientes (marcados com “-”), por DEP e DES. Também são apresentados o retorno, o desvio-padrão e a TIR-VaR, com 95% de confiança.

Tabela 8.9 – Eficiência de Cada Tecnologia por DEP e DES

	DEP	DES	Retorno (μ)	Risco (σ)	TIR-VaR _{95%}
CCGN_NE	-	-	11.4%	4.01%	3.45%
CCGN_S	-	-	11.3%	3.61%	4.37%
CCGN_SE	+	-	15.9%	4.66%	7.06%
CCGNL_NE	+	+	19.9%	6.26%	6.39%
CCGNL_SE	+	+	19.4%	6.65%	5.77%
TVBI_SE	+	+	20.8%	8.33%	6.28%
TVCI_NE	+	+	14.0%	2.92%	8.61%
TVCI_SE	-	-	13.4%	3.20%	7.81%
TVCN_S	+	-	10.3%	8.64%	3.60%
UHEN_N	+	-	15.5%	4.73%	8.98%
UHEN_NE	+	+	17.1%	7.73%	9.03%
UHEN_S	+	+	18.7%	10.06%	8.71%
UHEN_SE	+	+	16.1%	4.93%	9.04%

Os modelos de seleção de carteira apresentados também permitem construir conjuntos eficientes através da comparação do binômio risco x retorno dos projetos. No entanto, o conjunto eficiente obtido por cada um dos modelos será diferente, devido à assimetria das distribuições de retorno e às diferentes métricas de risco utilizadas.

Por exemplo, no modelo MV, onde o risco é representado pelo desvio-padrão dos retornos, os projetos eficientes serão aqueles localizados na parte superior-esquerda do gráfico de risco x retorno, ou seja, serão aqueles com maiores retornos esperados e menores desvios-padrão. No modelo MM, onde a métrica de risco é o retorno do empreendimento no pior cenário simulado, a

fronteira eficiente será formada pelas alternativas de investimento localizadas na parte superior-direita do gráfico de risco x retorno, capturando os projetos com maiores retornos esperados e maiores retornos para o pior caso. De forma análoga, o modelo CVaR aloca ao conjunto eficiente os projetos localizados na parte superior-direita do gráfico, abrangendo os empreendimentos com maior retorno esperado e menor CVaR (métrica de risco).

As Figura 8.2, 8.2 e 8.3 ilustram as fronteiras eficientes obtidas pelos critérios de seleção de cada um dos modelos. Observa-se que os projetos localizados na fronteira eficiente (linha vermelha) são diferentes para cada um dos modelos. No entanto, todos são eficientes pelo critério da DES, indicando coerência na premissa de aversão a risco. Também foram destacados os projetos eficientes por DES que não foram capturados por cada um dos modelos (projetos envolvidos). Em particular, o modelo MV excluiu algumas hidrelétricas do conjunto eficiente devido ao *upside risk* (caldas pesadas no lado direito da distribuição de retornos), o que na verdade é algo desejável. Por outro lado, os modelos MM e CVaR excluíram as térmicas a GNL devido à excessiva penalização dos baixos retornos nos piores cenários.

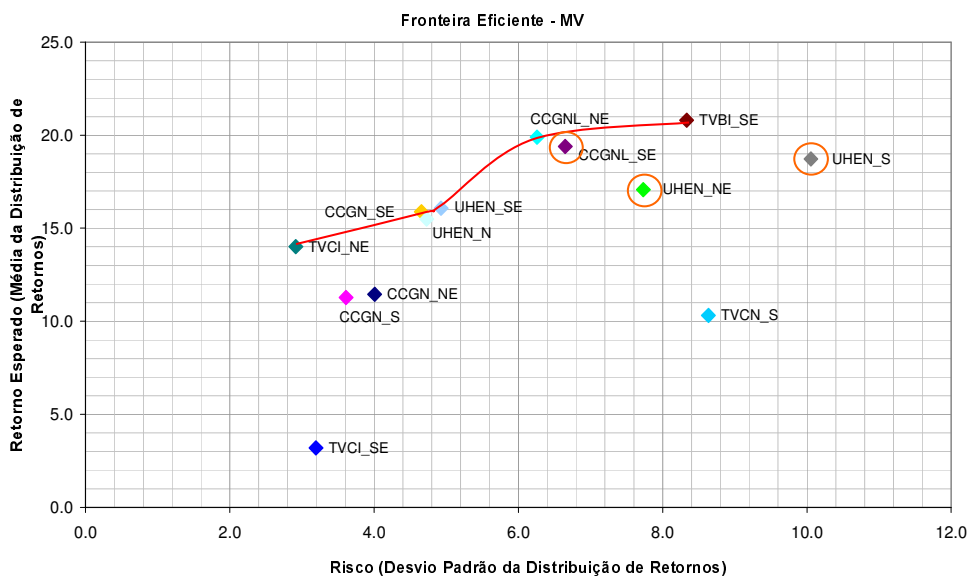


Figura 8.2 – Fronteira Eficiente do Modelo Média-Variância

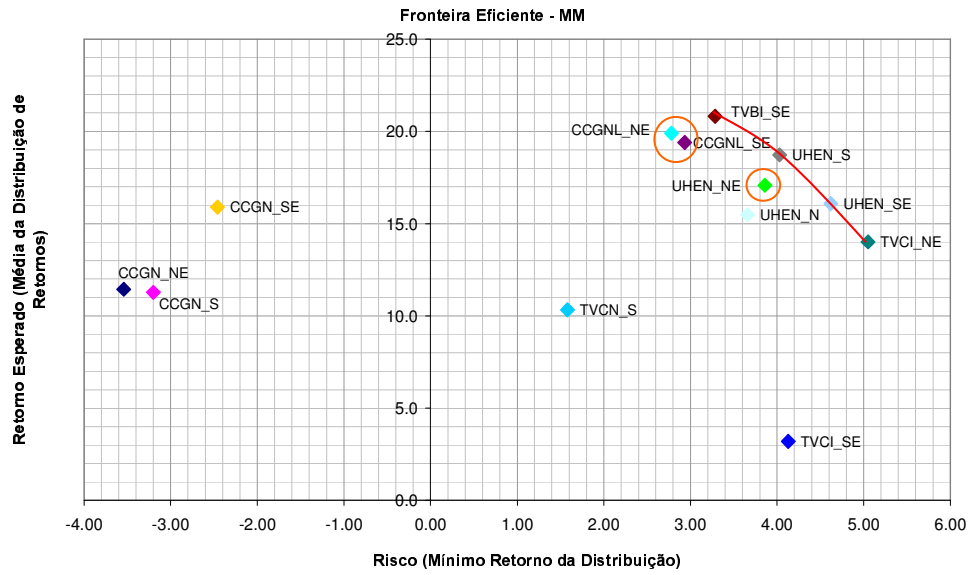


Figura 8.3 – Fronteira Eficiente do Modelo Minimax

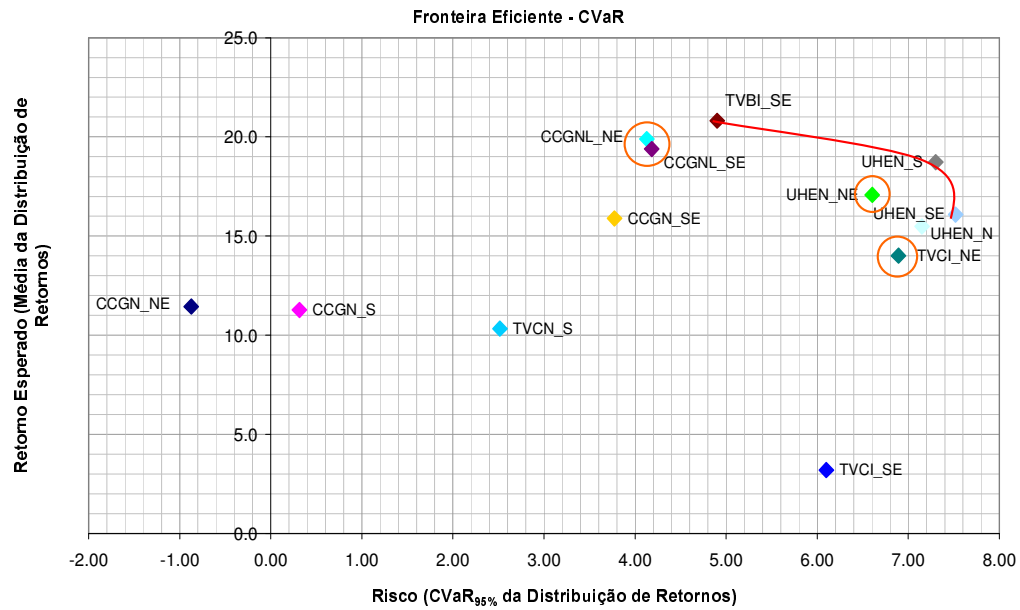


Figura 8.4 – Fronteira Eficiente do Modelo CVaR

8.2.3. Seleção de Carteiras

Os modelos de seleção de carteiras foram implementados em VBA (*Visual Basic for Applications*) através dos algoritmos descritos no Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR. O suplemento Solver (do Excel) foi utilizado para resolver os problemas de otimização. Os projetos candidatos são os mesmos utilizados na precificação de riscos e na análise do conjunto eficiente. O critério do VaR na seleção das carteiras utilizou um retorno mínimo exigido pelo investidor de 8% a.a. (em termos reais), com 95% de confiança, ou seja, $TIR-VaR_{95\%} = 8\%$. Dessa forma, as carteiras ótimas obtidas por cada um dos modelos terão, em 95% dos cenários simulados, retornos maiores ou iguais a 8%. A Tabela 8.10 mostra a composição da carteira ótima obtida pelos modelos MV, MM e CVaR.

Tabela 8.10 – Carteiras Ótimas

Média-Variância	CCGNL_NE	38.7%
	CCGNL_SE	12.7%
	TVBI_SE	40.2%
	UHEN_S	8.5%
Minimax	CCGNL_NE	13.0%
	TVBI_SE	70.7%
	UHEN_NE	14.9%
	UHEN_S	1.4%
CVaR	CCGNL_NE	8.3%
	CCGNL_SE	5.1%
	TVBI_SE	67.5%
	UHEN_S	19.1%

As propriedades de risco e retorno das carteiras selecionadas podem ser visualizadas na Tabela 8.11. Uma análise preliminar, baseada somente no retorno esperado e no desvio padrão das carteiras, poderia sugerir a superioridade do modelo MV, porque este consegue obter um retorno quase igual ao das outras duas carteiras, mas possui um desvio-padrão 1% menor. No entanto, olhando com mais cuidado o perfil das distribuições, pode-se “quebrar” o desvio-padrão em duas partes em relação à média. A parte inferior (*downside risk*) representa a

dispersão em relação à média de retornos baixos (indesejados), enquanto que a parte superior (*upside risk*) representa a dispersão em relação à média de retornos elevados. Com esses novos parâmetros de análise, observa-se que os três modelos contemplam um nível de risco indesejável (*downside risk*) da mesma ordem de grandeza.

Tabela 8.11 – Risco e Retorno das Carteiras Ótimas

	Média-Variância	Minimax	CVaR
Retorno Esperado (μ)	20.1%	20.1%	20.3%
Risco (σ)	5.64%	6.65%	6.52%
Upside Risk (σ^+)	4.53%	6.01%	6.03%
DownSide Risk (σ^-)	6.77%	7.31%	7.00%

Em contrapartida, os modelos MM e CVaR não penalizam o *upside risk* e permitem capturar os benefícios dos retornos elevados. Portanto, nesse caso, os modelos MM e CVaR se mostram superiores ao modelo MV.

As distribuições de retorno das três carteiras selecionadas estão ilustradas na Figura 8.5. Novamente, pode-se observar que a carteira MV elimina os *upsides* dos retornos, resultado da minimização da variância. No entanto, é importante notar que entre a TIR-VaR (retorno de 8% e probabilidade de 5%) e a mediana das distribuições (probabilidade de 50%), a carteira MV apresenta retornos superiores em relação às outras duas carteiras.

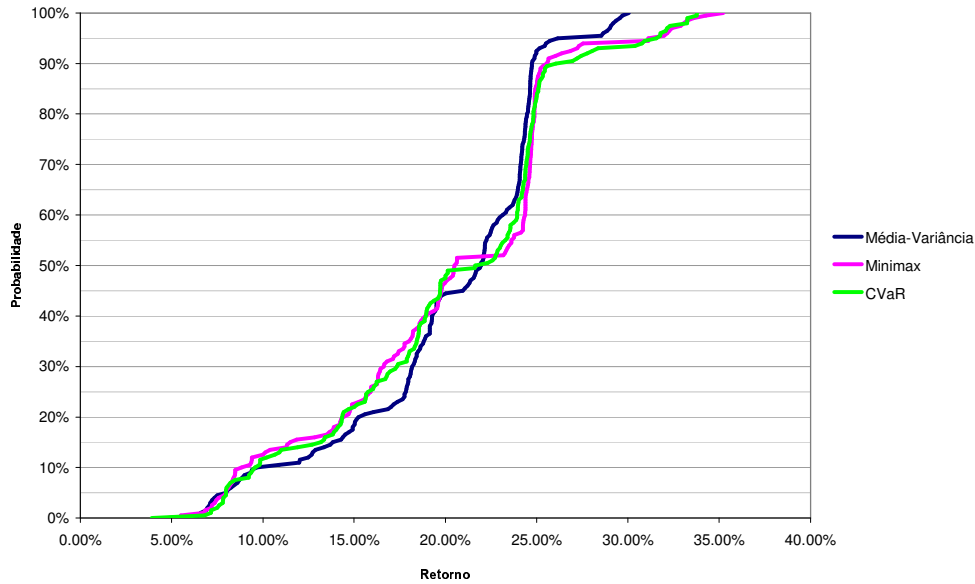


Figura 8.5 - Distribuição Acumulada do Retorno das Carteiras

A Figura 8.6 apresenta o comportamento dos retornos abaixo da TIR-VaR. O perfil de retorno das carteiras ajuda a visualizar de forma didática as diferenças entre as métricas de risco utilizadas por cada um dos modelos. De fato, a carteira MM é a que possui o maior retorno para o pior cenário (igual a 5.5%). No entanto, os retornos da carteira CVaR permanecem a maior parte do tempo acima dos retornos das outras duas carteiras, resultado da função objetivo do modelo, que procura maximizar o retorno médio abaixo da TIR-VaR. O modelo MV, por não contemplar em sua estrutura o controle das perdas abaixo do percentil-p especificado, apresenta na maior parte do tempo os piores retornos abaixo da TIR-VaR.

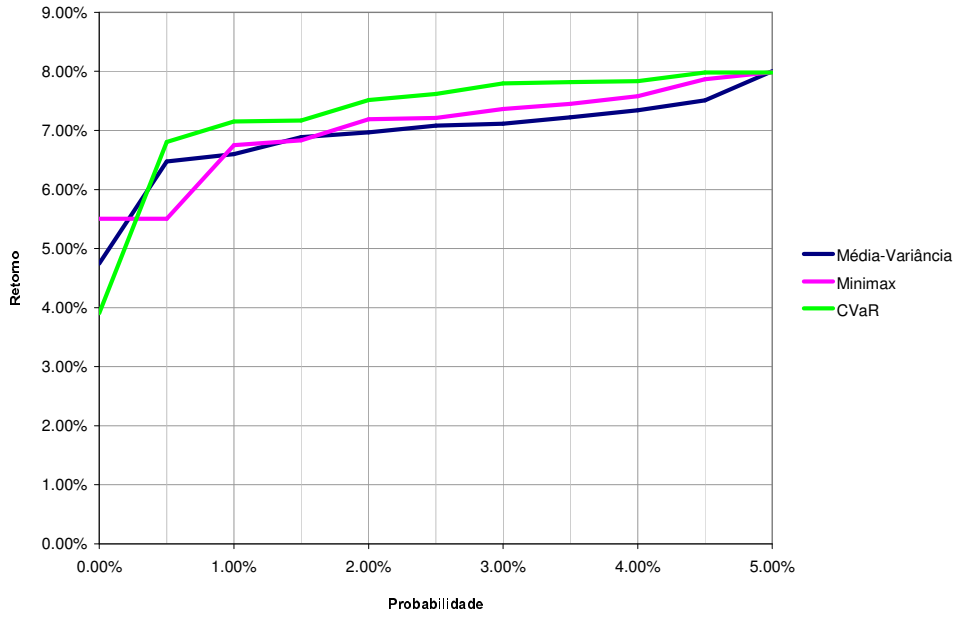


Figura 8.6 - Distribuição dos Retornos Abaixo da TIR-VaR de 8% (95% de Confiança)