

CAPÍTULO VII Resultados e Conclusões

Os resultados da aplicação do modelo estão apresentados na forma de gráficos e diagramas de barras. O gráfico da figura VII-1 indica os custos e riscos associados à geração de eletricidade para cada uma das fontes e tecnologias consideradas. A taxa de câmbio foi arbitrada em R\$ 1,90/US\$ 1,00. No gráfico representado na figura VII-2, o risco do portfólio segue o eixo das abscissas e o retorno aumenta seguindo o eixo das ordenadas.

Conforme já explicado, retornos maiores significam custos menores de geração de energia. Um número infinito de possibilidades de portfólios poderia ser esboçado, cada um deles correspondendo a um par retorno-risco diferente, o qual, por sua vez, representa uma combinação diferente de tecnologias de geração de energia elétrica. No entanto, apenas aquelas combinações com significado estratégico, ou seja, aquelas que se situam na fronteira eficiente são destacadas.

A linha de cor vermelha no gráfico destaca a fronteira eficiente ou o lugar comum de todos os portfólios ótimos. Ao longo desta linha o retorno só pode ser aumentado (ou o custo da geração só pode ser reduzido), com a consciência de que os riscos para tal também ficam majorados. Ou seja, nenhuma das combinações que resultem em pontos abaixo ou à direita da fronteira eficiente maximiza o retorno ou minimiza o risco, para uma determinada expectativa de um ou de outro. Em outras palavras, sempre existirá uma combinação dos ativos que resulte em melhor retorno com o mesmo risco ou, então, retorno igual com risco menor. E todas essas possíveis combinações caem sobre a fronteira eficiente.

A título de informação e no sentido de ajudar a interpretação dos resultados encontrados, também estão indicadas no gráfico as combinações retorno-risco para cada uma das tecnologias/fontes de geração de energia elétrica consideradas. As tecnologias aplicadas em usinas novas apresentam riscos superiores a das antigas, devido às incertezas introduzidas no custo do capital durante o período de construção.

Da mesma maneira, o par retorno-risco proporcionado pela combinação de fontes para geração de energia elétrica prevista em 2030 pela EPE está destacado [EPE, 2006]. Segundo esta previsão, teríamos em 2030 uma participação por tipo de fonte, conforme está indicado na tabela VII-1.

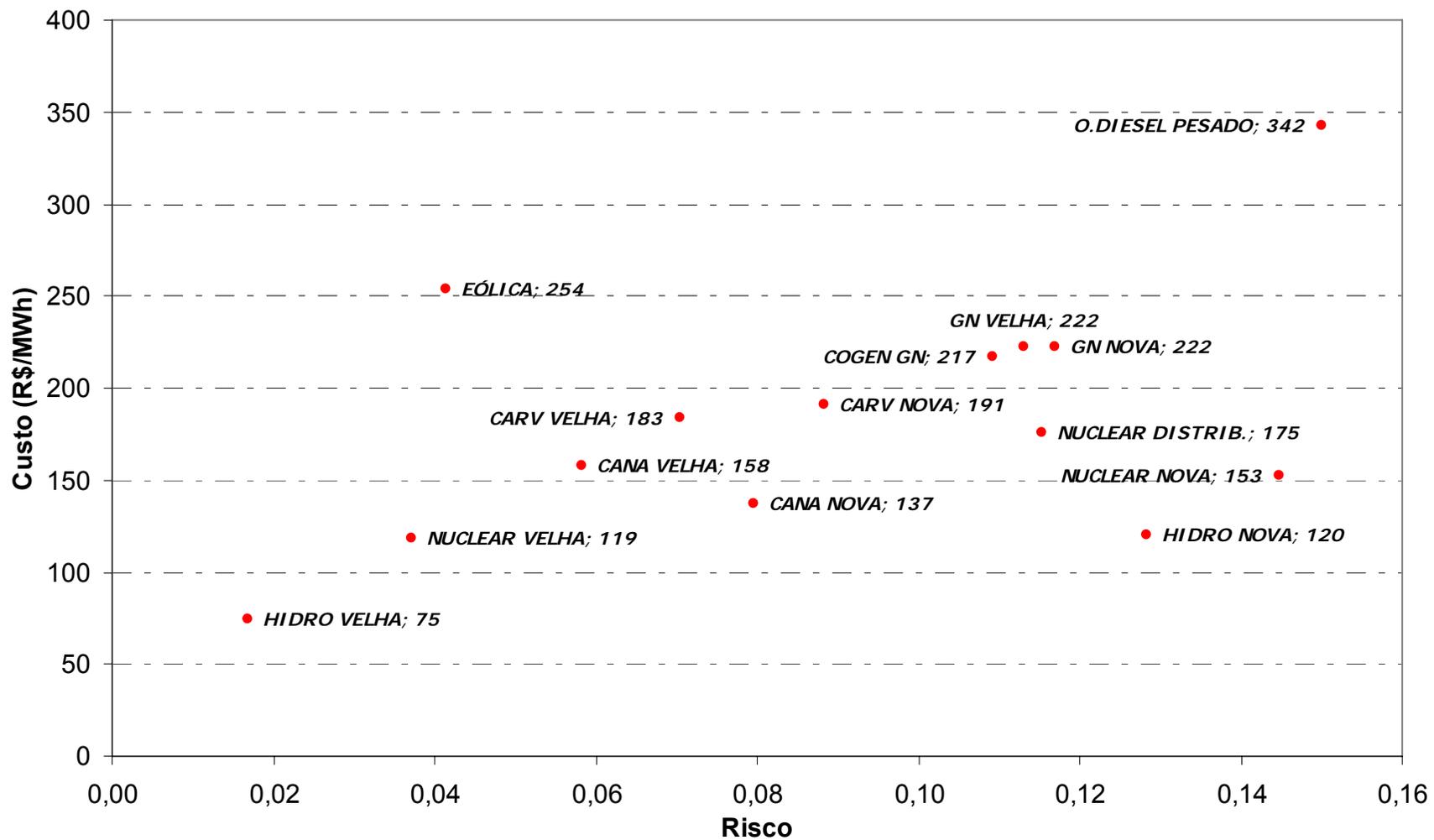


Figura VII-1 - Custos x riscos de geração de eletricidade das tecnologias / fontes

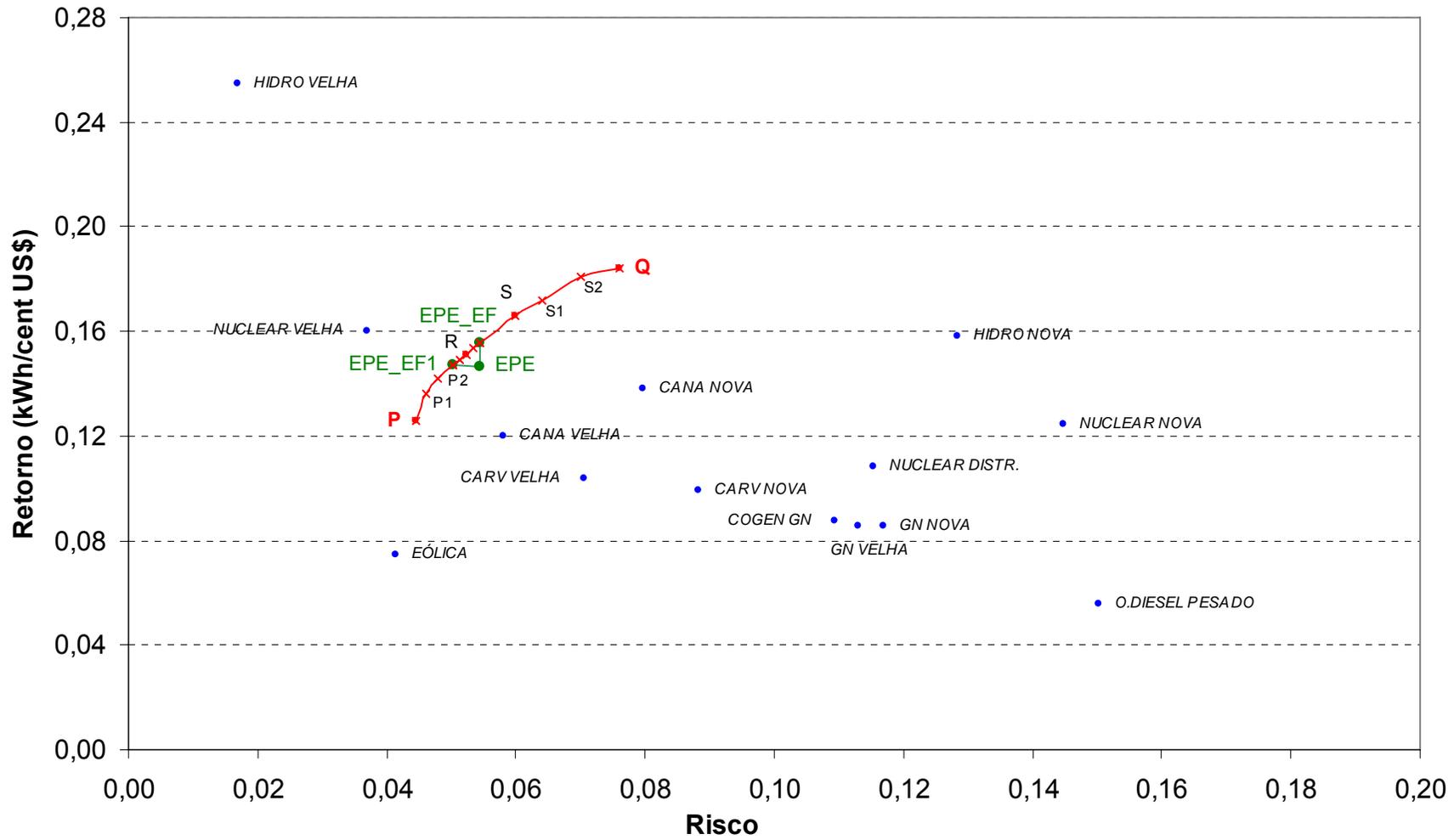


Figura VII-2 – Fronteira eficiente. Retorno – risco das tecnologias / fontes de geração

Resultados e Conclusões

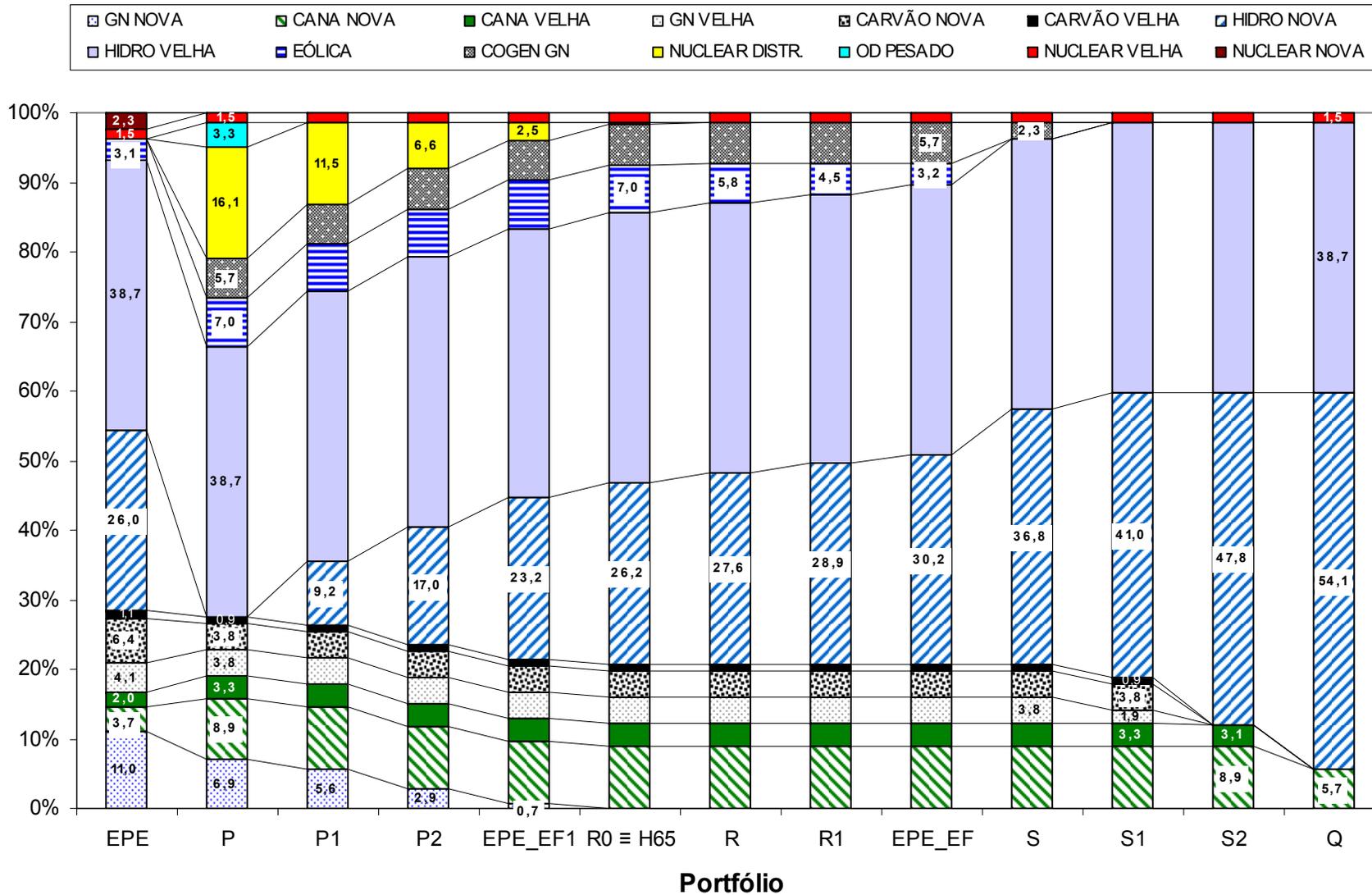


Figura VII-3 – Participação das fontes nos portfólios da fronteira eficiente

Tabela VII-1 - Geração de energia elétrica no Brasil em 2005 e previsão para 2030

Tecnologia	2005		2030	
	GW médio	%	GW médio	%
Gás	2,20	4,53%	16,0	15,15%
Carvão	0,75	1,55%	8,0	7,58%
Óleo Combustível	0,33	0,68%	0,0	0,00%
Nuclear	1,33	2,73%	4,0	3,79%
Hidro	40,89	84,31%	68,3	64,68%
Biomassa*	2,13	4,40%	6,0	5,68%
Diesel	0,86	1,77%	0,0	0,00%
Eólica	0,01	0,01%	3,3	3,13%
TOTAL	48,50	100%	105,6	100,00%

* Inclui resíduos da cana-de-açúcar e outras recuperações (gás de coqueria, restos de madeira, lixívia, gás de aterro, etc.)

A predominância da fonte hídrica ainda se faz presente, mas a tendência será de uma diminuição relativa de sua participação em relação ao ano de 2005, passando de 84% para 65% do total da energia elétrica gerada em 2030, da ordem de 105 GW médios.

De acordo com a EPE, essa redução seria possível graças, principalmente, à expansão da geração termelétrica a gás natural e carvão mineral, que experimentariam aumentos substanciais em relação a 2005, de 4,5% para 15,1% e de 1,5% para 7,5%, respectivamente.

VII.1 CONCLUSÕES DA APLICAÇÃO DO MODELO

A conclusão interessante que a aplicação do modelo de portfólio permite chegar é a de que a combinação prevista pela EPE situa-se abaixo e a direita da fronteira eficiente para as futuras matrizes energéticas de geração elétrica para o Brasil. Ou seja, os resultados gerados pela aplicação do modelo de portfólio indicam que existem combinações melhores, desde a EPE_EF1, com mesmo retorno e risco inferior, até a combinação EPE_EF, que apresenta igual risco com retorno superior ou custo de geração mais competitivo.

O custo médio de geração da matriz EPE 2030, calculado a partir dos dados de entrada do Capítulo VI, é de R\$ 129/MWh (R\$ de 2008 - taxa de câmbio média arbitrada em R\$ 1,90/US\$ 1,00), enquanto o custo previsto pela matriz EPE_EF seria de R\$ 122/MWh ou uma redução de 5,4% no custo médio de geração, o que, a valores de 2008, representaria uma economia de R\$ 6,5 bilhões por ano²⁷ em 2030.

²⁷ (R\$ 129 – R\$ 122) x 105.600 MW x 8760 horas/ano em 2030

Por outro lado, considerando-se uma importância maior à redução do risco para geração, admitindo-se o mesmo custo, chegamos à matriz representada por EPE_EF1, com risco de 5%, inferior em 9% ao originalmente aceito pela EPE, de 5,5%.

Os resultados para todos os portfólios na fronteira eficiente podem ser vistos na tabela VII-2 em conjunto com o da EPE. Os retornos-riscos para cada uma das tecnologias/fontes sob análise estão indicadas na tabela VII-3.

Tabela VII-2 – Retorno- risco da matriz EPE x portfólios da fronteira eficiente

Fronteira Eficiente	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
EPE	5,46	129,1	0,147
P	4,45	150,5	0,126
P1	4,60	139,2	0,137
P2	4,80	133,6	0,142
EPE_EF1	5,02	129,1	0,147
R0 ≡ H65	5,13	127,1	0,149
R	5,24	125,4	0,152
R1	5,35	123,6	0,154
EPE_EF	5,46	121,9	0,156
S	6,00	114,3	0,166
S1	6,40	110,2	0,172
S2	7,00	105,1	0,181
Q	7,60	103,4	0,184

Tabela VII-3 – Retorno- risco das tecnologias / fontes consideradas na análise

Tecnologia/fonte	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
Hidro velha	1,7	74,7	0,254
Hidro nova	12,8	119,9	0,158
Nuclear velha	3,7	118,5	0,160
Nuclear nova	14,5	152,6	0,125
Carvão velha	7,0	183,5	0,104
Carvão nova	8,8	191,1	0,099
Cana velha	5,8	158,2	0,120
Cana nova	8,0	137,5	0,138
Gás natural velha	11,3	222,3	0,085
Gás natural nova	11,7	222,3	0,085
Cogeração a gás	10,9	216,8	0,088
Nuclear distribuída	11,5	175,5	0,108
Eólica	4,1	253,9	0,075
Motor Diesel a óleo pesado	15,0	342,2	0,056

Basicamente, as principais diferenças sugeridas pelo modelo de portfólio são as substituições da geração térmica a gás e carvão pela eólica, cogeração a gás e a base de resíduos das plantações de cana-de-açúcar, conforme pode ser observado na figura VII-3.

O portfólio H65, com participação hídrica idêntica a da EPE em 2030, contém 7% de participação eólica, valor máximo admitido como condição de contorno razoável para o Brasil até 2030. Este valor corresponderia a uma geração anual média de 7,4 GW, a partir de um parque instalado de 20,55 GW com fator de capacidade médio de 36%, o que corresponderia a 14% do potencial eólico brasileiro em terra.

Este resultado é obtido mesmo considerando os custos médios de geração em parques eólicos superiores ao das usinas termelétricas a gás e a carvão, conforme mostrado na figura VII-1 (R\$ 254 x R\$ 222 x R\$ 191/MWh). Sob a perspectiva da teoria de portfólio, este fato faz sentido, já que os custos com energia eólica são pouco correlacionados aos custos incorridos com fontes fósseis.

No lugar de novas térmicas a gás natural, o modelo também sugere a aplicação de geração distribuída, a partir da cogeração com gás natural, dentro do limite considerado razoável para 2030, que é de 6 GW firmes, baseado nas informações sobre viabilidade técnico-econômica disponíveis.

Todas as condições de contorno impostas na aplicação do modelo são mostradas na tabela VII-4.

Tabela VII-4 - Potenciais e limitações das fontes primárias de energia

Tecnologia	Limite Max.	Restrições	Geração Média Anual	
Atual				
GÁS	3,79%	Capacidade atual		
CARVÃO	0,92%	Capacidade atual		
ÓLEO	1,18%	Capacidade atual		
NUCLEAR	1,52%	Capacidade atual		
HIDRO	38,72%	Máximo atingido		
BIOMASSA	3,29%	Energia útil GWh/t cana moída = 80,0	3,5	GW *
Futura				
COGEN GÁS	5,68%	Viabilidade Técnica-Econômica	6,0	GW
DIESEL/CARVÃO	100,00%	Custos de geração / Ambientais		
GÁS	100,00%	Importação GNL		
NUCLEAR DISTR.	100,00%	Viabilidade Técnica-Econômica		
NUCLEAR	3,79%	Políticas	4.0	GW
HIDRO	100,00%	Ambientais (em áreas da Amazônia)		
BIOMASSA	8,88%	Energia útil GWh/t cana moída = 106,7	9,4	GW **
EÓLICA	7,01%	Potencial útil considerado = 14% do total	7.4	GW

* GW médio a partir da produção atual de 380 milhões t cana/ano em 2030

**GW médio a partir de uma produção adicional de 770 milhões t cana/ano em 2030

O resultado do modelo sugere ainda outra fonte: biomassa gerada nas usinas de açúcar e álcool, a qual apesar de apresentar uma correlação maior com as fontes fósseis gás natural e óleo, traz a vantagem de ter um custo muito competitivo

(R\$ 137/MWh). Daí sua participação estar no limite (8,9% ou 9,4 GW médio em 2030) em quase todos os portfólios simulados, com exceção do último – Q – o qual admite um risco bastante elevado, mantendo a predominância da geração hidroelétrica na sua matriz energética, situação que a política atual procura modificar.

As combinações ao longo da fronteira eficiente abaixo do portfólio EPE_EF1 e acima do EPE_EF foram calculadas para definição do formato da curva, ratificando o modelo matemático em que se baseia a teoria de mínima variância dos portfólios.

O portfólio P define a matriz de fontes energéticas que apresenta o menor risco entre todas as possibilidades existentes. Ao nos movermos ao longo da curva entre EPE_EF1 e P, os retornos dos portfólios diminuem (ou os custos médios de geração aumentam), ao mesmo tempo em que diminuem os riscos, beneficiados pela grande diversificação das fontes geradoras, onde até mesmo usinas de motores Diesel a óleo combustível são despachadas. A inclinação no ponto P tende a infinito e a curva sofre uma inflexão, ou visto de outra forma, não há soluções de matrizes energéticas eficientes após esse ponto, pois sempre iremos encontrar combinações com melhor retorno apresentando a mesma taxa de risco.

Nesse estágio, um paralelo com a situação vivenciada no período de novembro de 2007 até fevereiro de 2008 não poderia deixar de ser feito, quando as usinas termelétricas a óleo foram acionadas durante o início do ano, até que a chegada atrasada da estação das chuvas reduzisse o risco de um novo apagão.

Um portfólio com 100% de fonte eólica seria menos arriscado e mais caro do que o portfólio P, mas essa hipótese não seria possível, dado as restrições impostas do potencial eólico máximo aproveitável. O mesmo raciocínio se aplica a fonte hidráulica ou nuclear existente, pois elas não poderiam atender à demanda elétrica estimada para o ano de 2030.

No outro extremo da curva o Portfólio Q indica o início das combinações que não produzem melhor resultado, no nosso caso, menor custo de geração, mesmo que riscos crescentes sejam aceitos.

Na Figura VII–2, a parte da fronteira eficiente entre os pontos EPE_EF1 e EPE_EF é aquela considerada de importância para efeito de conclusão desta tese. Qualquer combinação próxima a esta linha poderia ser considerada ótima, dado às hipóteses adotadas para definição do problema matemático.

VII.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS RESULTADOS

Os dados de entrada para modelagem do problema foram estimados a partir de informações atualizadas do mercado de geração de energia, quando disponíveis. Os riscos para os custos de O&M e durante o período de construção foram baseados em aproximações com o mercado financeiro, justificáveis até certo ponto, sem poderem deixar de ser considerados arbitrários, no final das contas.

Para que pudéssemos validar as conclusões do trabalho, apesar da utilização de dados por aproximação, algumas análises de sensibilidades foram efetuadas, no sentido de verificar sua influência sobre os resultados finais apresentados pela aplicação do modelo de portfólio.

Finalmente, para efeito de estudo mais dirigido, verificamos a influência do custo da penalização da emissão de CO₂, dobrando o valor considerado de US\$ 20 por tonelada emitida para US\$ 40 e de quanto seria o valor do kW instalado da fonte solar fotovoltaica para que o modelo começasse a selecioná-la nos portfólios.

VII.2.1 Redução de Riscos

Como os custos de geração para várias tecnologias avaliadas são fortemente afetadas pelo investimento inicial, efetuamos uma análise de sensibilidade, aplicando-se uma redução de 5% aos desvios padrões inicialmente assumidos por aproximação para os custos do investimento inicial. Os desvios dos custos de O&M variável, fixo e de transmissão também foram reduzidos para 10 ; 5 e 0% neste cenário de economia estável, assim como o desvio para o custo de CO₂ emitido, reduzido de 39 para 20%, conforme indicado na tabela VII-5.

Tabela VII-5 - Estimativas de desvios-padrões dos riscos considerando cenário estável

COMPONENTE DO CUSTO	Risco (desvio-padrão)
1. Combustível (base empírica)	
Petróleo/Resíduos cana	0,25
Gás	0,23
Carvão	0,07
Nuclear	0,25
2. Durante construção	
Hidroelétrica/Nuclear	0,15
Térmica fóssil e Nuclear Distribuída	0,10
Bagaço/Térmica a Gás	0.05
Eólica e outras modulares	0.00
3. O&M variável	0,10
4. O&M fixa	0,05
5. Transmissão	0,00
6. Carbono	0,20

A fronteira eficiente foi deslocada para a esquerda, conforme mostrado na figura VII-4, com o risco correspondente ao portfólio P reduzido de 4,5 para 2,9%. Os resultados para todos os portfólios da fronteira eficiente e da EPE estão mostrados na tabela VII-6.

Tabela VII-6 – Retorno- risco da matriz EPE x portfólios da fronteira eficiente em cenário estável

Fronteira Eficiente	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
EPE	3,71%	129,1	0,147
P	2,87%	140,4	0,135
P1	2,90%	136,7	0,139
P2	3,00%	132,9	0,143
EPE_EF1	3,15%	129,1	0,147
R0	3,29%	126,3	0,150
H65	3,35%	125,3	0,152
R	3,43%	123,9	0,153
R1	3,57%	121,7	0,156
EPE_EF	3,71%	119,6	0,159
S	4,20%	112,4	0,169
S1	4,60%	107,5	0,177
S2	5,00%	104,5	0,182
Q	5,50%	103,0	0,184

Introduzindo-se a condição de contorno de limitar a participação da fonte hídrica para o valor previsto pela EPE – 65% do total gerado em 2030, os resultados sugeridos pelo modelo não sofreram alterações significativas, com exceção da nuclear distribuída tomando o lugar do gás natural em usinas termelétricas, conforme pode ser observado na figura VII-5.

Os resultados estão resumidos na tabela VII-7 mostrada a seguir.

Tabela VII-7 – Sensibilidade ao cenário estável dos resultados do modelo para o portfólio H65

Portfólio	HIDRO/ NUCLEAR	CARVÃO/ NUCLEAR DISTRIB.	RESÍDUOS DA CANA/ GÁS	EÓLICA/ MODULAR (COGEN GÁS)
σ	0,20	0,15	0,10	0,05
EPE	65/4	5/0	8/15	3/0
EPE-EF1	62/2	5/2	12/5	7/6
H65 \equiv R0	65/2	5/0	12/4	7/6
EPE-EF	69/2	5/0	12/4	3/6
σ	0,15	0,10	0,05	0,00
EPE-EF1	59/2	5/9	12/1	7/6
H65	65/2	5/4	12/0	7/6
EPE-EF	71/2	5/1	12/0	6/4

Resultados e Conclusões

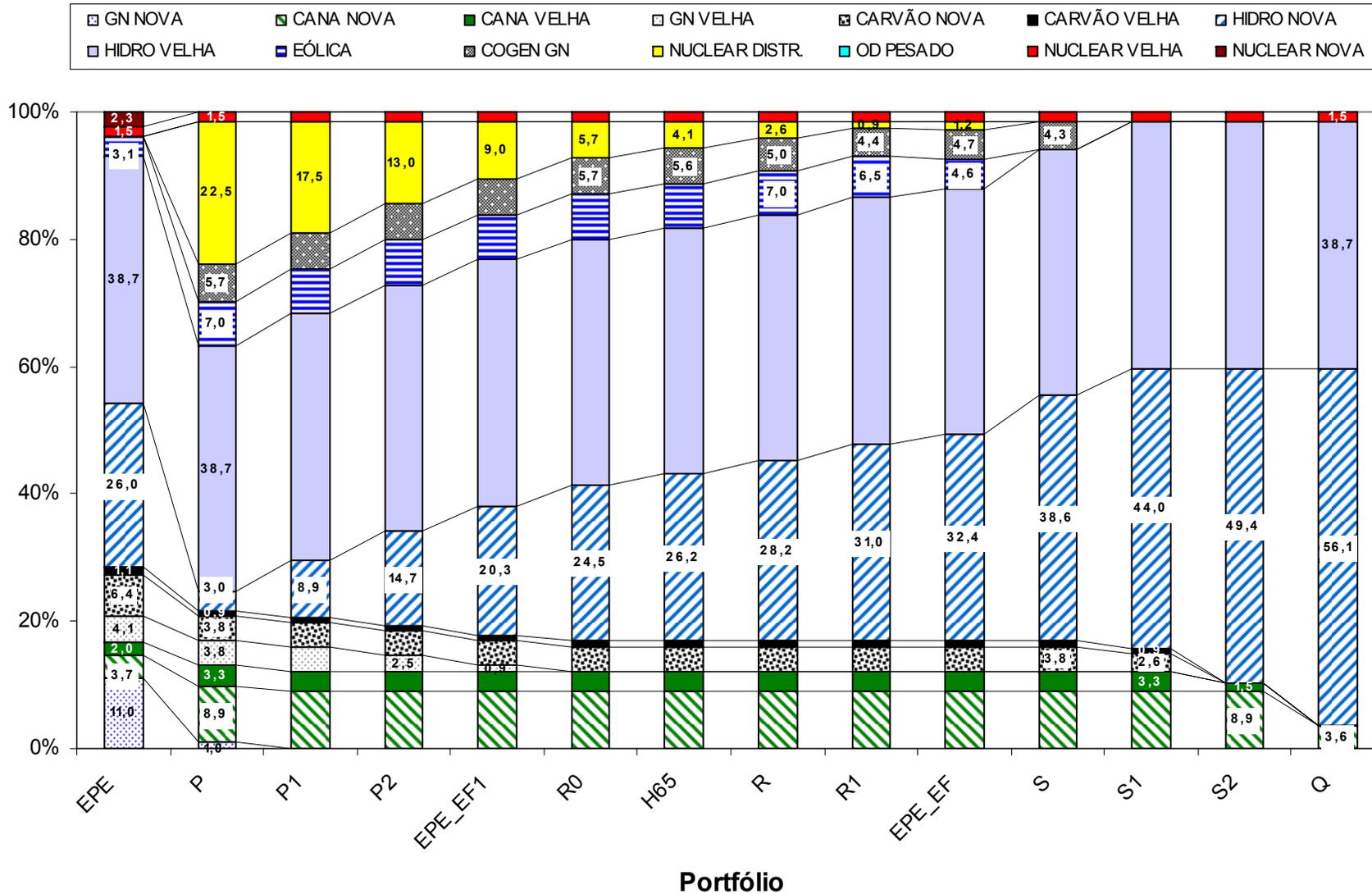


Figura VII-5 – Participação das fontes nos portfólios da fronteira eficiente no cenário estável

VII.2.2 Redução dos Coeficientes de Correlação

Outro dado de entrada arbitrário utilizado para solução do problema diz respeito aos coeficientes de correlação entre as diversas tecnologias de geração. Os coeficientes de correlação para as parcelas referentes aos custos diferentes de combustíveis foram reduzidos dos valores originais de 0,7 para 0,1, onde aplicável, excetuando-se o item de gastos durante a construção, conforme indicado na tabela VII-8.

Tabela VII-8 – Redução dos coeficientes de correlação utilizados no Modelo de Portfólio

Tecnologia A	Tecnologia B					
	Gastos durante Construção	Gastos com combustível	O&M Variável	O&M Fixa	Transmissão	Carbono
Gastos durante construção	0,7	0	0,1	0,1	0,7 ->0,1	0
Gastos com combustível	0	(*)	0	0	0	0
O&M variável	0,1	0	0,7 ->0,1	0,1	0	0
O&M fixa	0,1	0	0,1	0,7 -> 0,1	0	0
Transmissão	0,7 ->0,1	0	0,1	0,1	1	0
Carbono	0	0	0	0	0	1

(*) Dependente do combustível. Vide tabela VI-10.

Os valores dos pares retorno-risco para todos os portfólios situados na fronteira eficiente são mostrados na tabela VII-9, em comparação ao portfólio da EPE. O formato e a posição da fronteira eficiente não sofreram modificações significativas, conforme se observa na figura VII-6, mas a fonte nuclear distribuída também foi favorecida com esta hipótese, tomando pequeno pedaço da geração eólica (baixa de 7 para 5%) no portfólio com 65% de hidroeletricidade (R \equiv H65) em 2030, conforme indicado na figura VII-7.

Tabela VII-9 – Retorno- risco da matriz EPE x portfólios da fronteira eficiente, reduzindo-se os coeficientes de correlação a 0,1

Fronteira Eficiente	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
EPE	5,15%	115,5	0,147
P	4,19%	133,2	0,128
P1	4,30%	123,8	0,137
P2	4,50%	118,8	0,143
EPE_EF1	4,69%	115,5	0,147
R0	4,81%	113,8	0,149
R \equiv H65	4,92%	112,2	0,151
R1	5,04%	110,7	0,154
EPE_EF	5,15%	109,1	0,156
S	5,50%	104,7	0,162
S1	6,00%	99,6	0,171
S2	6,50%	95,6	0,178
Q	7,00%	93,3	0,182

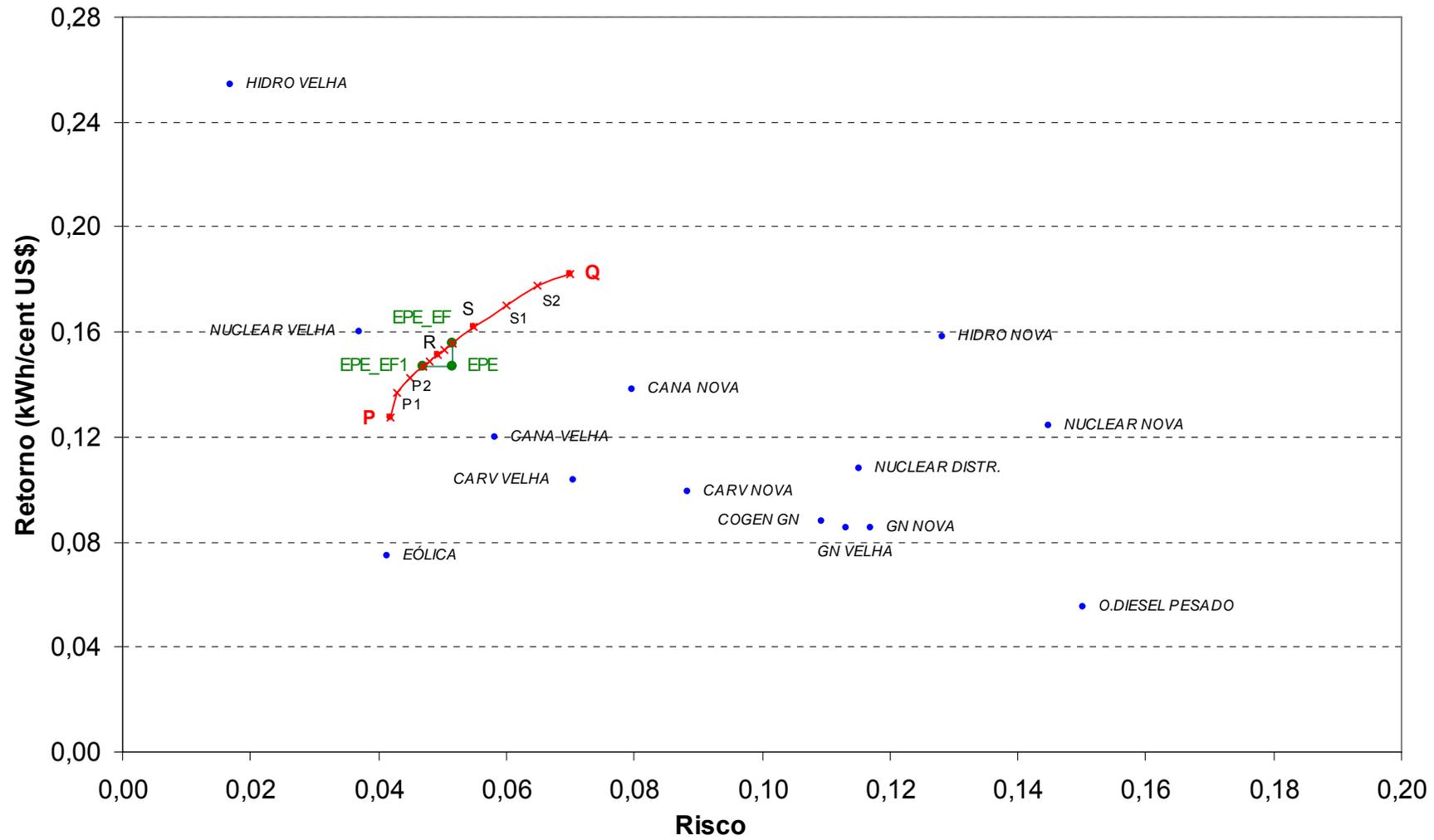


Figura VII-6 – Fronteira eficiente, reduzindo-se coeficientes de correlação a 0,1

Resultados e Conclusões

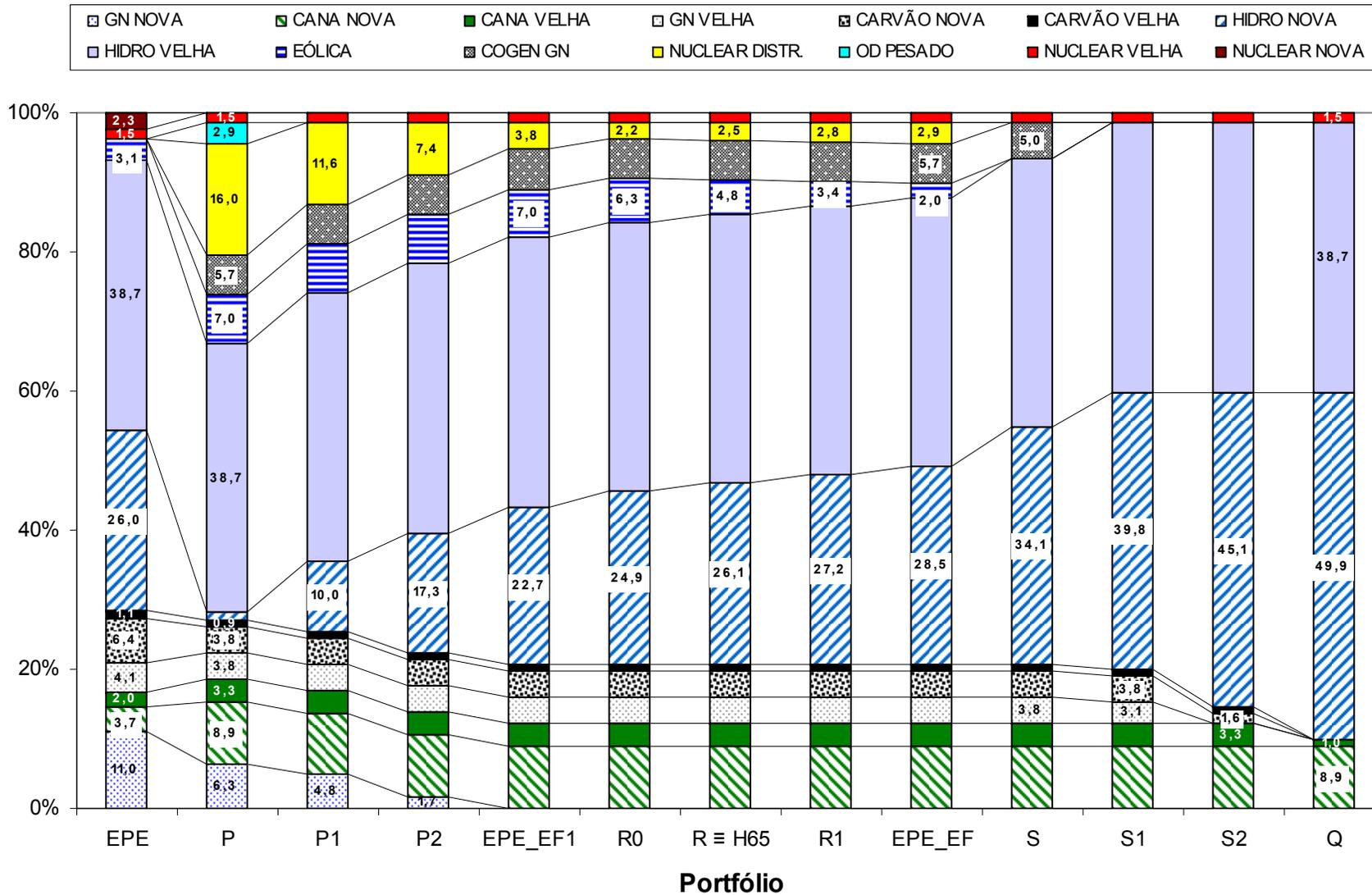


Figura VII-7 – Participação das fontes nos portfólios da fronteira eficiente, reduzindo-se coeficientes de correlação a 0,1

VII.2.3 Aumento do custo de penalização devido à emissão de CO₂

O efeito de dobrar de valor a penalização pela emissão de CO₂ foi avaliado nesta análise de sensibilidade, passando de US\$ 20 para US\$ 40 a tonelada.

Como era de se esperar, os custos médios da geração para todos os portfólios também aumentaram, conforme indicado na tabela VII-10.

Na figura VII-8 vê-se que a fronteira eficiente não sofreu alterações significativas, mas no portfólio com 65% de hidroeletricidade em 2030 (H65), a participação da fonte carvão nova foi substituída pela nuclear distribuída, conforme mostra a figura VII-9.

Tabela VII-10 – Retorno- risco da matriz EPE x portfólios da fronteira eficiente, dobrando-se o custo devido à emissão de CO₂

Fronteira Eficiente	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
EPE	5,70%	135,2	0,141
P	4,66%	153,5	0,124
P1	4,75%	145,0	0,131
P2	4,90%	139,5	0,136
EPE_EF1	5,06%	135,2	0,141
R0	5,22%	131,6	0,144
H65	5,29%	130,3	0,146
R	5,38%	128,7	0,148
R1	5,54%	126,2	0,151
EPE_EF	5,70%	123,7	0,154
S	6,00%	119,0	0,160
S1	6,50%	112,1	0,170
S2	7,00%	107,2	0,177
Q	7,50%	105,8	0,180

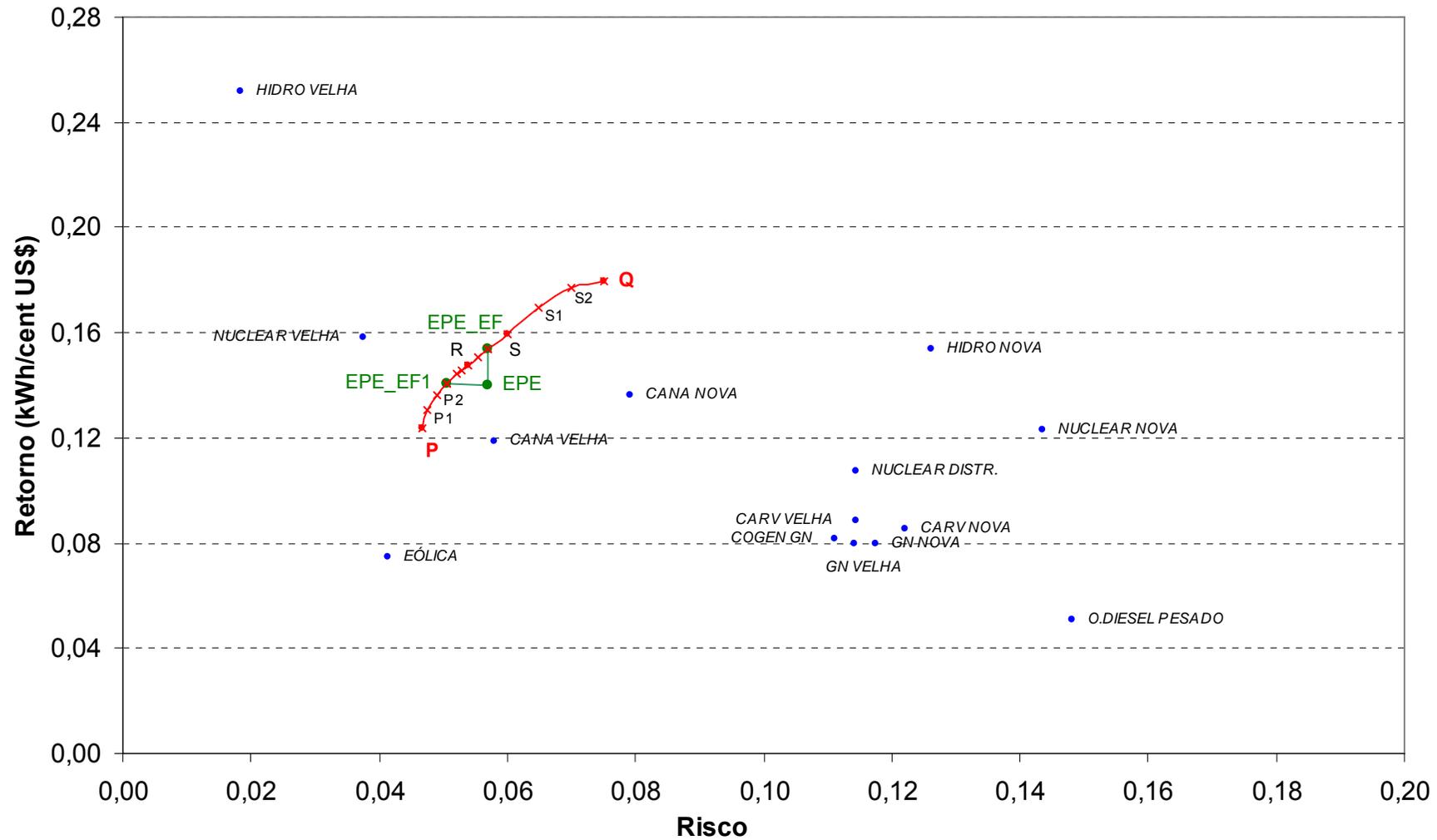


Figura VII-8 – Fronteira eficiente, dobrando-se o custo devido à emissão de CO₂

Resultados e Conclusões

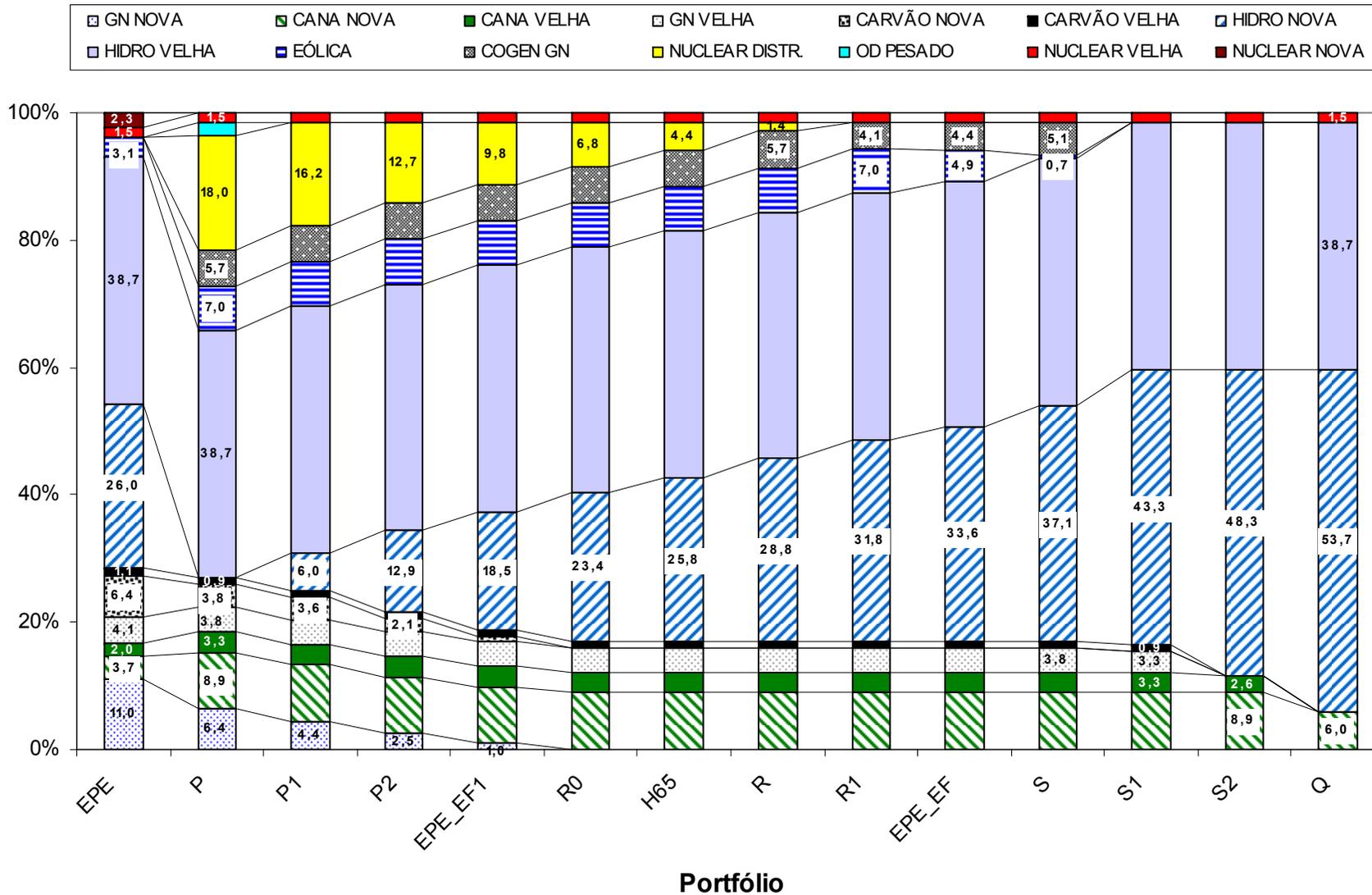


Figura VII-9 – Participação das fontes nos portfólios da fronteira eficiente, dobrando-se o custo devido à emissão de CO₂

VII.2.4 Avaliação do custo competitivo para a solar fotovoltaica

A fonte solar conectada à rede elétrica não foi cotejada nas análises tendo em vista o alto custo atual para sua instalação. Por outro lado, também ficou evidente o alto potencial da conversão fotovoltaica direta em comparação às outras fontes renováveis.

Como forma de exercitamos a aplicação do modelo para uma situação futura, investigou-se que valores o custo do kW instalado deveria atingir para que o modelo matemático passasse a selecioná-la como uma das fontes para compor a fronteira eficiente das matrizes energéticas em 2030.

Devido à limitação da matriz construída em Excel para consecução dos cálculos, optou-se por substituir a tecnologia/fonte motores diesel queimando óleo combustível pela solar fotovoltaica, já que a primeira aparecia somente no caso extremo do Portfólio P.

O custo competitivo de instalação para que a fonte solar fotovoltaica comece a aparecer no Portfólio EPE_EF1, de custo de geração idêntico ao da EPE 2030 com menor risco, é de US\$ 2000/kW, aproximadamente metade do preço praticado atualmente no mercado internacional.

A questão é saber se as limitações tecnológicas atuais serão superadas e os custos desta tecnologia irão retomar o padrão de redução já observado no passado. O potencial para tanto já está identificado e uma redução de 40 a 50% nos custos de instalação de sistemas seria atingível em médio prazo a partir do aumento da eficiência das células e módulos, redução da espessura das células e outras medidas. A tecnologia de filme fino é uma aposta do mercado para o futuro, mas aquelas tradicionais, baseadas em bolachas de silício mono ou policristalino também têm espaço para grandes aprimoramentos [REW, 2008].

Os custos com transmissão da eletricidade foram reduzidos a $\frac{1}{8}$ em relação ao da térmica a gás, para se levar em consideração as vantagens deste tipo de instalação, da mesma forma que o risco durante o período de construção, assumido igual a zero.

Ainda assim estaríamos sendo muito rigorosos, pois a comparação deveria ser feita com o preço da eletricidade final ao consumidor e não com o de geração, em que o modelo está baseado. Também os dados de radiação solar utilizados foram para a cidade do Rio de Janeiro, considerando-se uma

conversão média de 16.5% em eletricidade. Existem regiões do Brasil onde a incidência solar é superior, como no nordeste, ou inferior, como no sul. Desta forma, essa redução de preço é discutível. Certamente, em muitos casos a geração fotovoltaica já seria atrativa, mesmo com preços de instalação superiores, mas limitado a US\$ 2.500/kW instalado, pois nesse caso o custo nivelado da geração solar fotovoltaica já ultrapassaria a US\$ 0,20/kWh, da ordem de grandeza do preço de venda ao consumidor residencial no Brasil.

As premissas adotadas estão mostradas na tabela VII-11.

Tabela VII-11 - Estimativas de custos e desvios-padrões para solar fotovoltaica

UNIDADE			desvio-padrão
Fator Capacidade Médio		19%	
Horas operação		1664	
Custo médio instal.	US\$/kW	2000	
Vida útil	anos	25	
Fator Recuperação Capital		0,1275	
O&M Fixa	US\$/kW	10	
O&M fixo	\$/cent/kWh	0,601	0,09
O&M variável	\$/cent/kWh	0,067	0,20
O&M total	\$/cent/kWh	0,668	
Combustível	\$/cent/kWh	0,000	
Capital	\$/cent/kWh	15,321	0,00
Transmissão	\$/cent/kWh	0,112	0,05
Carbono	\$/cent/kWh	0,208	0,39
Custo tot. ger.	\$/cent/kWh	16,308	
Retorno	kWh/cent	0,065	

Os resultados encontrados estão indicados na tabela VII-12 e figuras VII-10 e VII-11.

Tabela VII-12 – Retorno- risco da matriz EPE x portfólios da fronteira eficiente, incluído solar fotovoltaica a US\$ 2000/kW

Fronteira Eficiente / fonte alternativa	Risco - %	Custo Médio - R\$/MWh	Retorno - kWh/cent US\$
EPE	5,41	129,1	0,147
P	3,20	158,4	0,120
P1	4,00	144,5	0,131
P2	4,50	136,2	0,139
EPE_EF1	4,94	129,1	0,147
R0 ≡ H65	5,06	127,2	0,149
R	5,18	125,3	0,152
R1	5,30	123,5	0,154
EPE_EF	5,41	121,6	0,156
S	6,00	114,0	0,167
S1	6,40	110,0	0,173
S2	7,00	105,1	0,181
Q	7,60	103,4	0,184
Solar fotovoltaica	0,60	309,9	0,061

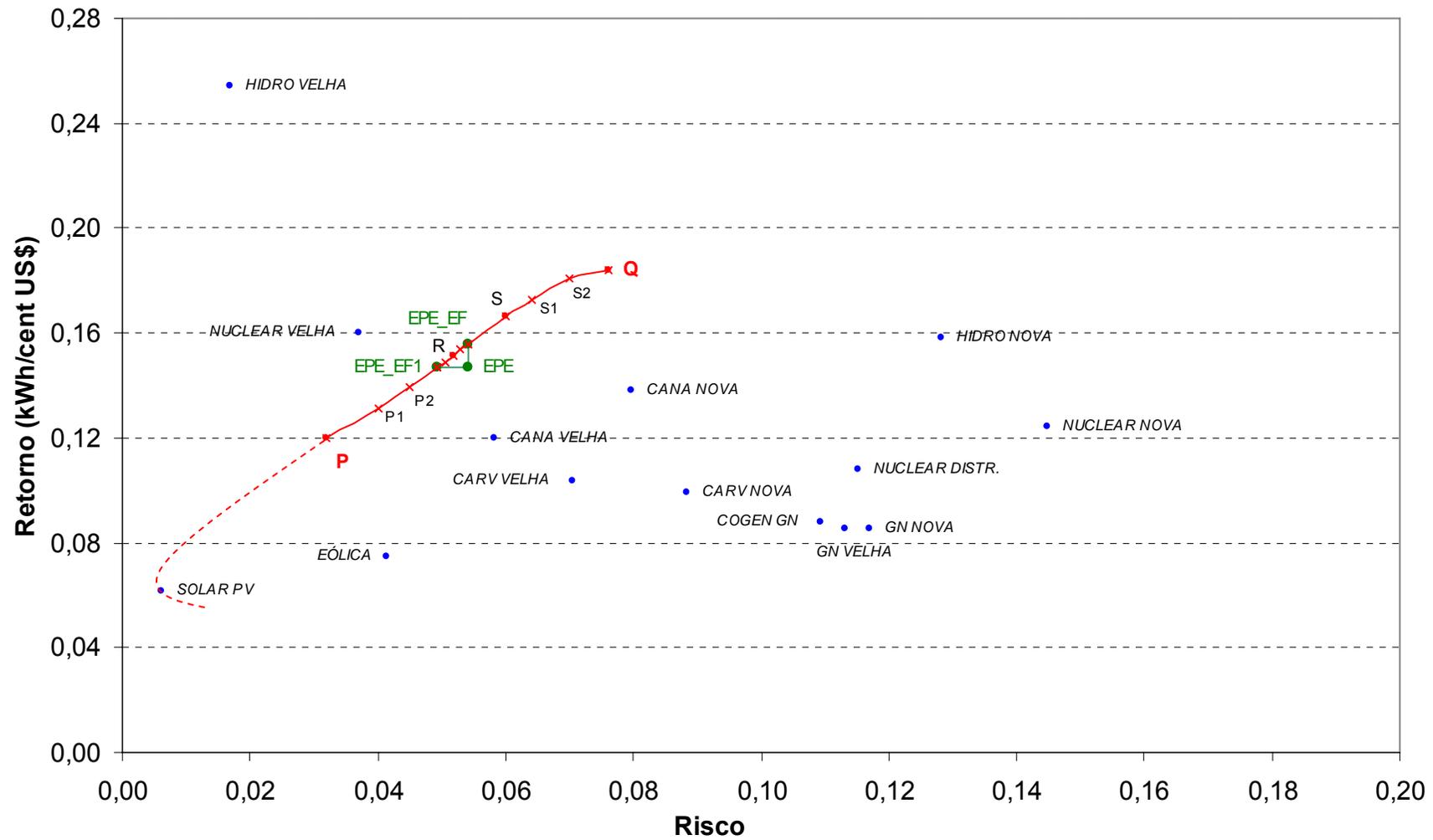


Figura VII-10 – Fronteira eficiente, incluído solar fotovoltaica a US\$ 2000/kW

Resultados e Conclusões

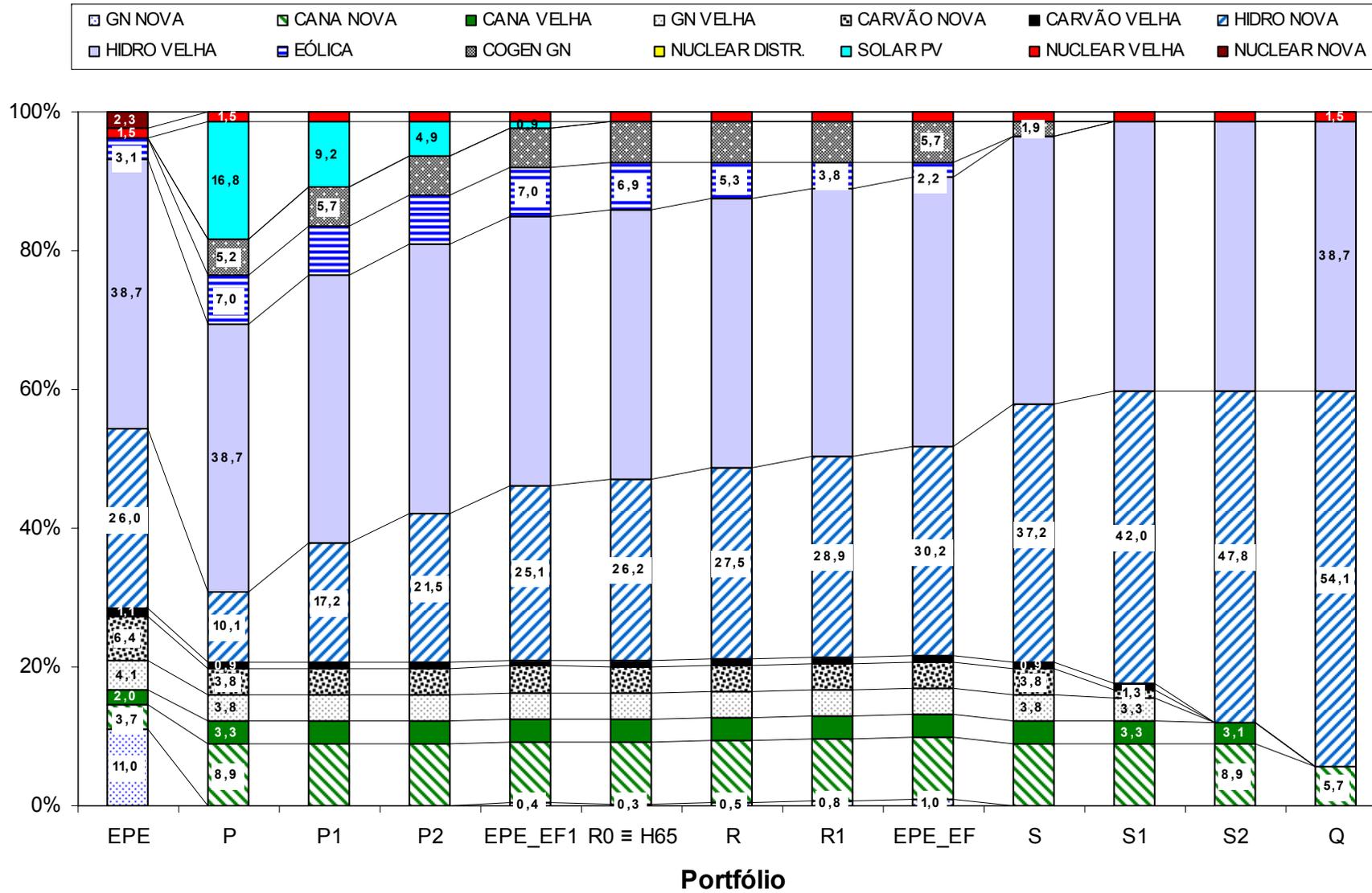


Figura VII-11 – Participação das fontes nos portfólios da fronteira eficiente, incluindo solar fotovoltaica a US\$ 2000/kW

VII.3 CONCLUSÕES FINAIS

As análises de sensibilidade confirmaram que a matriz prevista pela EPE em 2030 não está otimizada pelo ponto de vista do binômio retorno-risco dos investimentos em geração elétrica.

Os aumentos da participação de fontes renováveis não tradicionais à matriz, especificamente, resíduos das plantações de cana-de-açúcar e energia eólica, reduzem tanto o risco quanto o custo médio do quilowatt gerado.

Este resultado vale mesmo quando se variam os dados de entrada, notadamente os riscos associados aos custos de geração relacionados às diversas tecnologias, assim como os coeficientes de correlação entre elas ou dobrando-se a penalização pela emissão de CO₂. As participações dessas duas fontes renováveis na fronteira eficiente, tecnicamente viável, resultaram em portfólios bastante robustos, imunes às variações imputadas. A nuclear distribuída foi favorecida em todas essas hipóteses.

A aplicação de geração distribuída, a partir da cogeração a gás natural, também se mostrou muito mais competitiva do que gerar energia elétrica em usinas a gás tradicionais. Uma legislação mais arrojada com respeito à exportação da sobra de energia elétrica facilitaria o projeto e operação desse tipo de sistema, pois a premissa básica seria atender à demanda térmica com a potência elétrica instalada, maximizando o aproveitamento térmico e a eficiência global da instalação.

VII.3.1 Sugestões para aprimoramento do modelo

O modelo proposto de comparação entre as diversas tecnologias para geração de energia elétrica baseia-se em medidas de custos e riscos associados a elas. No entanto, outros parâmetros poderiam ainda ser considerados. Os mais importantes dizem respeito aos seguintes tópicos:

Dependência externa do fornecimento da fonte energética – no caso brasileiro, grande parte dos projetos das usinas a carvão baseia-se em matéria-prima importada, aproveitando o retorno nos navios exportadores de minério de ferro. Também existem, pelo menos atualmente, limitações no fornecimento de gás natural, importado da Bolívia e na forma de gás natural liquefeito, para suprir demandas das usinas termelétricas a gás.

Disponibilidade e interdependência entre as fontes – caso da fonte hidráulica, no caso brasileiro, que apresenta certo grau de complementaridade com o período em que as fontes eólicas e biomassa dos resíduos da cana estão mais disponíveis, exatamente o período seco.

Geração Distribuída com aproveitamento do calor residual – aplicabilidade da geração de energia ser realizada junto ao consumo final na medida em que for demandada, evitando custos e perdas inerentes à transmissão e distribuição de energia. A recuperação do calor de processo, atendendo simultaneamente demandas térmicas e elétricas, aumenta o aproveitamento da fonte de energia primária, vantagem que o gás natural pode desfrutar.

Os dois primeiros fatores não foram incluídos nas análises feitas devido à falta de parâmetros para valorá-los, o que poderia constituir em uma excelente oportunidade para continuação dos estudos.

A cogeração a gás teve alguns parâmetros alterados para que a aplicação do modelo pudesse levar em consideração suas peculiaridades, quais sejam: a eficiência elétrica foi elevada para 60% no sentido de compensar o benefício do aproveitamento térmico dos gases de combustão; o custo do gás foi elevado em 10% em relação ao consumido em uma térmica convencional, simulando os gastos adicionais com distribuição que esta solução exige.

Finalmente, os custos com transmissão da eletricidade foram reduzidos a $\frac{1}{4}$ em relação ao da térmica a gás, para se levar em consideração as vantagens da geração distribuída com relação a este aspecto.

Ainda assim, podemos realizar uma análise qualitativa desses fatores e concluir que os resultados provavelmente não seriam muito diferentes dos encontrados, senão vejamos:

- A maior dependência externa da fonte seria fator para diminuir a sua participação da matriz energética ótima, caso do carvão e do gás natural;
- A complementaridade entre as fontes hidráulica, eólica e biomassa da cana reforçam o resultado que essas duas últimas seriam as melhores fontes primárias de energia para reduzir a participação da hidroeletricidade da matriz de geração;

- A cogeração distribuída aplicando gás natural constitui em uma excelente alternativa para utilização dessa fonte, mas fica limitada ao potencial encontrado para a sua aplicação.

VII.3.2 Sugestões para continuação do trabalho

Diversas são as possibilidades para se dar continuidade aos estudos. Destacamos três áreas onde há grandes espaços para o desenvolvimento de trabalhos.

1. Avaliação de outras tecnologias de geração e estimativas do potencial de avanço das atuais, até 2030. Como, por exemplo: centrais elétricas com gaseificação de carvão e ciclos combinados - IGCC, usinas nucleares de última geração, como as de reatores “breeder²⁸”, concentradores solar e nanotecnologia aplicada à conversão fotovoltaica.
2. Utilização de ferramentas computacionais mais poderosas, que disponham de algoritmos para solução de portfólios nos próprios programas, facilitando a análise de incertezas nos dados de entrada do modelo, como, por exemplo, os softwares matemáticos MATLAB e MAPLE.
3. Comparação com outras metodologias de planejamento energético, tais como de base econométrica e de geração de cenários, por exemplo, aplicando lógica fuzzy.

²⁸ Reator breeder é um reator nuclear que gera material físsil ou fissionável a uma taxa superior ao próprio consumo