

7

Otimização dos custos de contratação

Após a realização dos modelos de previsão, que fornecem os consumos estimados, além de outras informações, e depois do desenvolvimento do modelo de simulação, que define as características das variáveis que formam os custos e demonstra a sensibilidade desses custos em função dos fatores fixos e aleatórios envolvidos, chega-se ao ponto culminante deste desenvolvimento metodológico: o modelo de otimização dos custos de contratação de energia elétrica proveniente de leilões.

7.1. Configurações envolvidas na otimização

Assim como o modelo de simulação, o desenvolvimento do modelo de otimização foi realizado através de planilha do Excel, mas com aplicação do suplemento *RiskOptimizer* (*Palisade Corporation*). A utilização deste programa possibilita a obtenção de soluções ótimas considerando as incertezas existentes no modelo (Winston, 2000, 2001). Essas incertezas estão contidas no processamento devido a características dos fatores envolvidos. É adequado o uso da ferramenta *RiskOptimizer*, pois esta envolve a simulação dos dados através do *@Risk*, que trata das incertezas relacionadas ao modelo, e a busca de soluções ótimas através do *software Evolver* igualmente da *Palisade Corporation*, que utiliza o processo de Algoritmos Genéticos (Goldberg, 1989), uma técnica computacional inteligente inspirada no princípio Darwiniano da evolução das espécies e na genética. Mais especificamente, o *Evolver* realiza um processo de geração de valores nas células ajustáveis, respeitando os limites impostos. A consequência dessa relação entre simulação e otimização é a combinação dos valores ajustáveis, visando à maximização ou minimização da *target cell* (“célula alvo”). Nesta metodologia, o custo total de contratação (aquisição de energia + penalidades) do período em análise é definido como a *target cell* do modelo e o objetivo é sua minimização. Com isso a distribuidora tem o repasse mais adequado de seus custos.

Em relação a esta variável de saída que será a célula alvo da otimização, sabe-se a sua distribuição que foi simulada na fase anterior. Neste momento, entretanto, é necessária a determinação da função desta célula que será otimizada. Dentre as possibilidades existentes, a otimização será realizada considerando o critério conhecido como MINIMAX¹⁶. No presente estudo, essa forma de otimização busca, basicamente, definir os percentuais de contratação para cada ano do período em análise (2008-2012), de forma que o máximo do custo total desse período seja minimizado. Vale ressaltar que existem diversos critérios possíveis; além disso, haveria também a alternativa de minimização de uma função do custo em um ano qualquer, o que limitaria o processo em otimizar o percentual de contratação somente no ano em análise. A função de avaliação que deve ser otimizada segundo critério estabelecido é apresentada a seguir:

$$C_{TP} = \sum C_{TA_n} = \sum C1_n + \sum P1_n + \sum P2_n + \sum P3_n \quad (7-1)$$

Onde:

$n = 2008, 2009, \dots, 2012$

C_{TP} : Custo Total do Período

C_{TA} : Custo Total do Ano

$C1$: Custo de Aquisição de Energia (Ver item 6.8.1)

$P1$: Perda por Não Repasse do Custo na CCEE (Subcontratação) (Ver eq. 6-2)

$P2$: Multa por Subcontratação (Ver eq. 6-3)

$P3$: Custo da Sobrecontratação acima de 103% da demanda (Ver eq. 6-4)

Como se está trabalhando com uma distribuição de probabilidade de custos, anuais e totais, não se pode considerar simplesmente a minimização de um único custo, pois o objetivo da otimização é encontrar o menor custo de todo período. Esse é um detalhe que torna o processo mais complexo, descartando então a possibilidade de utilizar ferramentas mais simples como o *Solver* do EXCEL.

No item seguinte são apresentadas algumas das otimizações realizadas, suas configurações e os resultados alcançados.

¹⁶ O Teorema *MiniMax* foi estabelecido pelo matemático John von Neumann (1903-1957). Em teoria da decisão, minimax é um método para minimizar a perda máxima possível.

7.2. Otimizações realizadas

Neste item são demonstrados os resultados das otimizações geradas para o caso em análise, utilizando a metodologia desenvolvida nesta dissertação. Para um melhor entendimento dos parâmetros referentes à configuração do processo de busca da melhor solução, através de algoritmos genéticos, recomenda-se a leitura do Apêndice A.

7.2.1. Otimização nº. 1

Tabela 7.1 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 1

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,031 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,1
<i>Taxa de Crossover</i>	0,5
<i>Tamanho da População</i>	50
Resultados	
Valor Final	R\$ 12,012 bi
Ocorrido na Rodada	5
N.º de Simulações	106
Tempo de Execução	5'24"
% 2008	102,5%
% 2009	103,9%
% 2010	102,5%
% 2011	102,5%
% 2012	102,5%

7.2.2. Otimização nº. 2

Tabela 7.2 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 2

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,242 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,884 bi
Ocorrido na Rodada	75
N.º de Simulações	176
Tempo de Execução	7'22"
% 2008	103,6%
% 2009	102,5%
% 2010	102,5%
% 2011	102,5%
% 2012	104,0%

7.2.3. Otimização nº. 3

Tabela 7.3 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 3

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	100% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,198 bi
Critério de Parada	30'
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,03
<i>Taxa de Crossover</i>	0,9
<i>Tamanho da População</i>	30
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,967 bi
Ocorrido na Rodada	691
N.º de Simulações	705
Tempo de Execução	30'
% 2008	102,9%
% 2009	104,6%
% 2010	102,5%
% 2011	102,9%
% 2012	104,6%

7.2.4. Otimização nº. 4

Tabela 7.4 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 4

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,211 bi
Critério de Parada	20'
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,890 bi
Ocorrido na Rodada	285
N.º de Simulações	380
Tempo de Execução	20'
% 2008	103,1%
% 2009	103,4%
% 2010	102,5%
% 2011	103,0%
% 2012	104,5%

7.2.5. Otimização nº. 5

Tabela 7.5 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 5

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	100% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,462 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,812 bi
Ocorrido na Rodada	9
N.º de Simulações	110
Tempo de Execução	7'10"
% 2008	102,5%
% 2009	102,5%
% 2010	102,5%
% 2011	103,2%
% 2012	102,5%

7.3. Análise dos resultados das principais otimizações de custo

Primeiramente, segue abaixo um quadro resumo com os resultados obtidos das otimizações realizadas no item anterior:

Tabela 7.6 – Quadro Resumo com os percentuais de contratação gerados pelo modelo de otimização

% Contratação Ano	Otm 1	Otm 2	Otm 3	Otm 4	Otm 5
2008	102,5%	103,6%	102,9%	103,1%	102,5%
2009	103,9%	102,5%	104,6%	103,4%	102,5%
2010	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%
2011	102,5%	102,5%	102,9%	103,0%	103,2%
2012	102,5%	104,0%	104,6%	104,5%	102,5%

Em todos os casos mostrados o procedimento de otimização sugere a contratação de percentuais acima do consumo previsto, evitando-se assim o risco de subcontratação. Em alguns casos testados recomendam-se contratações superiores ao limite de 103%. Para o ano de 2008, estes cenários vão de acordo com o indicado nas simulações no item 6.9, onde foi recomendada a estratégia de aumentar o percentual de contratação para este ano. No entanto, as sugestões do processo de otimização contradizem um pouco o esperado para os anos de 2009 a 2012. De acordo com as simulações do item 6.9, quanto maiores os percentuais de contratação para esses anos, maior seria o custo total, então, percentuais muito acima do consumo previsto deveriam ser evitados. Entretanto, os percentuais deste processo de otimização são superiores ao consumo estimado, logo os resultados não apresentam valores tão ajustados como havia sido orientado para estes anos.

7.4. Otimização pela minimização das penalidades

Um procedimento alternativo de otimização seria a minimização das penalidades que o agente de distribuição pode sofrer devido à sub ou sobrecontratação nos leilões de energia. A função de avaliação que deve ser otimizada segundo este novo critério estabelecido é apresentada a seguir:

$$P_{TP} = \sum P_{TA_n} = \sum P1_n + \sum P2_n + \sum P3_n \quad (7-2)$$

Onde:

$n = 2008, 2009, \dots, 2012$

P_{TP} : Penalidade Total do Período

P_{TA} : Penalidade Total do Ano

P1: Perda por Não Repasse do Custo na CCEE (Subcontratação)

P2: Multa por Subcontratação

P3: Custo da Sobrecontratação acima de 103% da demanda

$$P1 = \text{Volume Subcontratado (MWh)} \times (\text{PLD} - \text{Mín (PLD ; VR)}) \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-3)$$

$$P2 = \text{Volume Subcontratado (MWh)} \times \text{Máx (PLD ; VR)} \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-4)$$

$$P3 = \text{Volume Sobrecontratado acima de 103\% (MWh)} \times (\text{Mix} - \text{PLD}) \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-5)$$

Analisando as expressões de uma forma mais apurada, observa-se que, quando ocorrerem, P1 e P2 serão sempre positivos, tendo como consequência a

elevação dos custos. Por outro lado, P3 pode apresentar valores negativos quando o *Mix* da concessionária tiver valor menor do que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), tendo como consequência um ganho devido à sobrecontratação, o que até então não era tão comum, mas que pode acontecer devido a condições de escassez no sistema hidrelétrico.

Originalmente, acreditava-se que este ganho fosse pouco habitual, pois o *Mix* da distribuidora quase sempre estaria superior ao PLD, logo a sobrecontratação acima de 103% teria como efeito perdas para a empresa. Mas, no cenário de PLD obtido a partir do *deck* mais recente do *Newave*, este fato se altera, e o que seria uma ocasião de prejuízo para a empresa pode vir a ser uma oportunidade de lucro. É importante ressaltar que durante o período total avaliado (1 ano) é realizado um mecanismo de sazonalidade (REN nº 255/07), onde são compensadas as variações entre os meses, para então, na contabilização final, se calcular o custo de sobrecontratação acima dos 103%.

Realizadas as simulações das penalidades consideradas, apresentam-se a seguir os resultados obtidos em particular para o custo de sobrecontratação (P3) relativo ao período de 2008 a 2012.

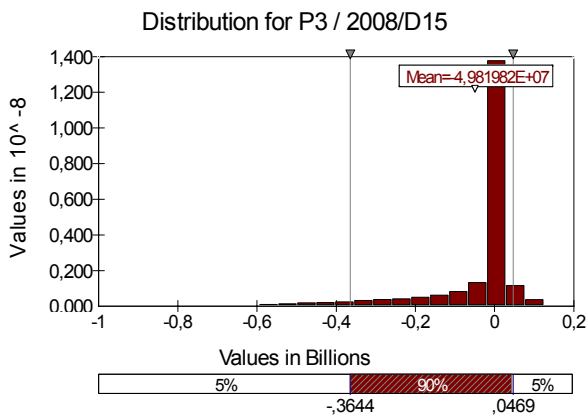


Figura 7.1 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2008

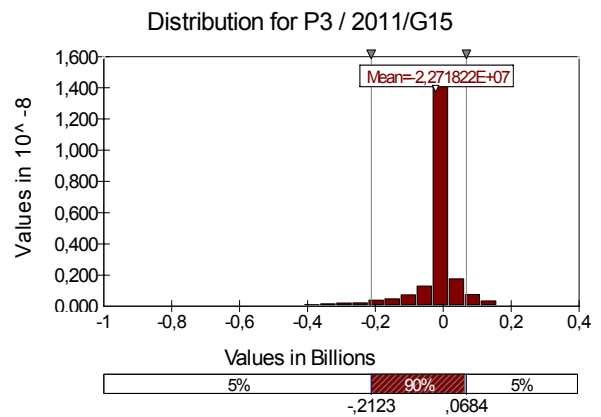


Figura 7.4 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2011

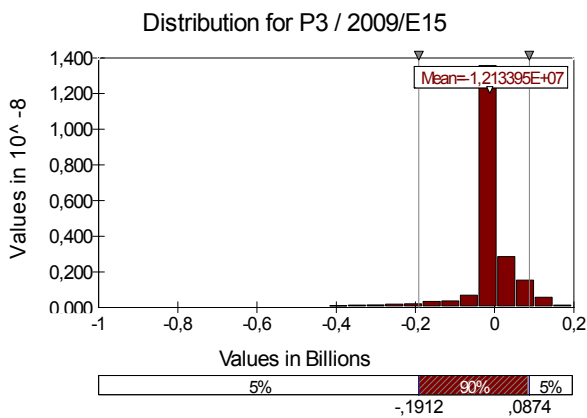


Figura 7.2 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2009

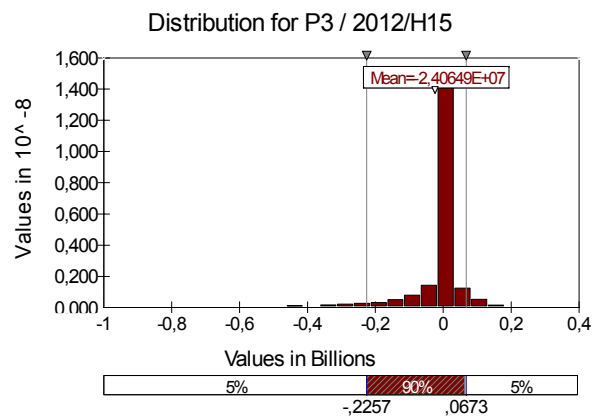


Figura 7.5 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2012

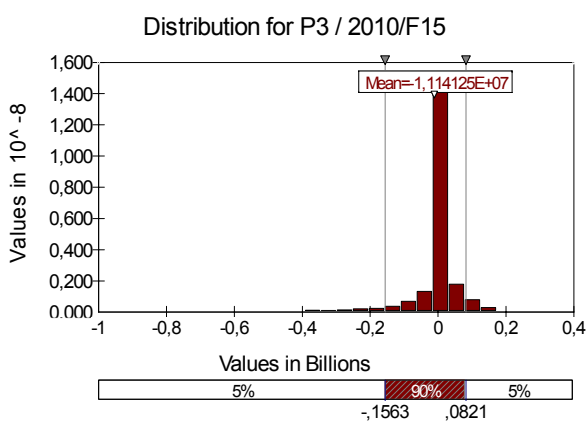


Figura 7.3 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2010

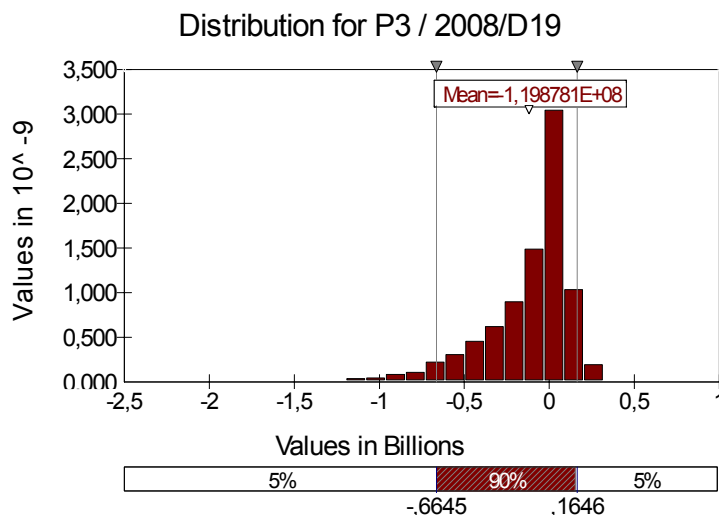


Figura 7.6 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em todo o período 2008 - 2012

Analisando os gráficos acima, observa-se que a componente de perda de sobrecontratação superior ao limite de 103% (P3) é, em grande parte do período analisado (2008 a 2012), um ganho, e não um dispêndio (ver figs. 7.1 a 7.6: maior parte da distribuição em valores negativos). Conforme comentado anteriormente, isto possivelmente é consequência das estimativas de PLDs consideradas para este período, que estão numa faixa alta de valor, muitas vezes superior ao *Mix* da distribuidora.

Neste momento, e provavelmente para os anos próximos, existe a possibilidade concreta de ganhos através da estratégia de contratos acima de 103% do consumo realizado.

Os gráficos a seguir visam a demonstrar em detalhe os resultados da simulação da distribuição referente ao total de custo pelas penalidades (P) (Figuras 7.7 a 7.11), juntamente com algumas estatísticas desta distribuição para cada ano (Tabelas 7.7 a 7.11), encerrando com o resultado para todo o período (Figura 7.13 e Tabela 7.12). Também adiante, os mesmos gráficos anuais são colocados em uma única página, apenas para se ter uma melhor comparação entre as mudanças por ano (Figura 7.12).

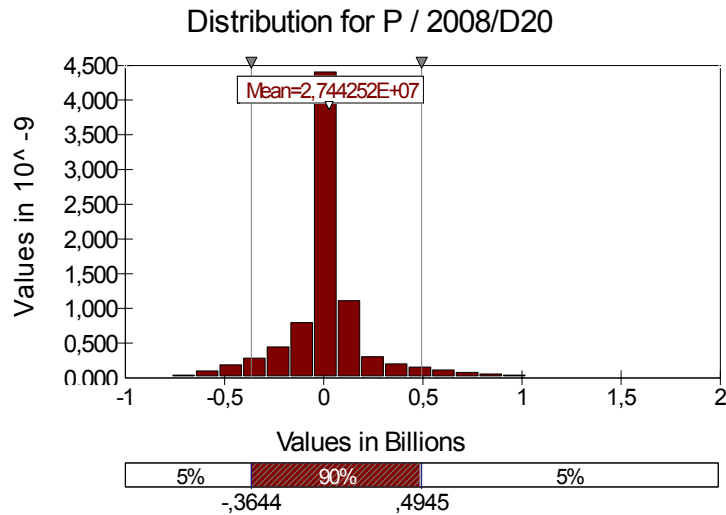


Figura 7.7 – Distribuição do total de penalidade para 2008

Tabela 7.7 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2008

Estatística	Valor
Mínimo	-880.581.312
Máximo	1.740.688.256
Média	27.442.521
Desvio Padrão	244.383.893
Skewness (Assimetria)	1,1861
Curtose	8,5260
Mediana	0
Percentil 90%	250.265.600
Percentil 95%	494.479.456

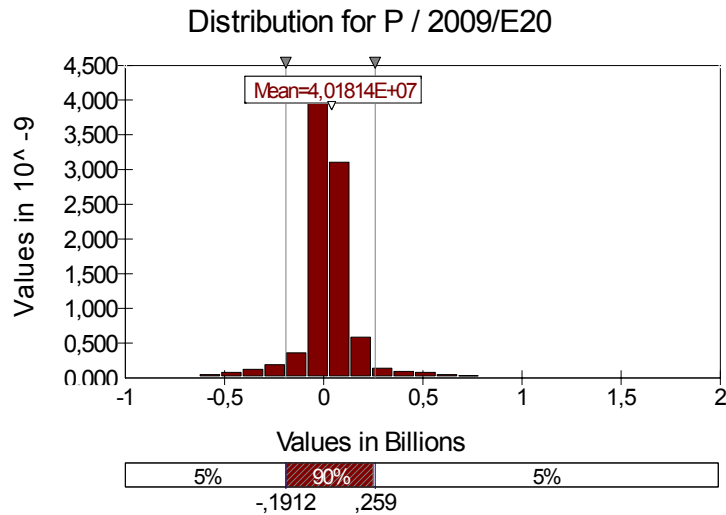


Figura 7.8 – Distribuição do total de penalidade para 2009

Tabela 7.8 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2009

Estatística	Valor
Mínimo	-840.436.352
Máximo	1.549.565.824
Média	40.181.401
Desvio Padrão	173.954.093
Skewness (Assimetria)	1,6809
Curtose	16,5309
Mediana	19.096.748
Percentil 90%	151.400.912
Percentil 95%	259.005.792

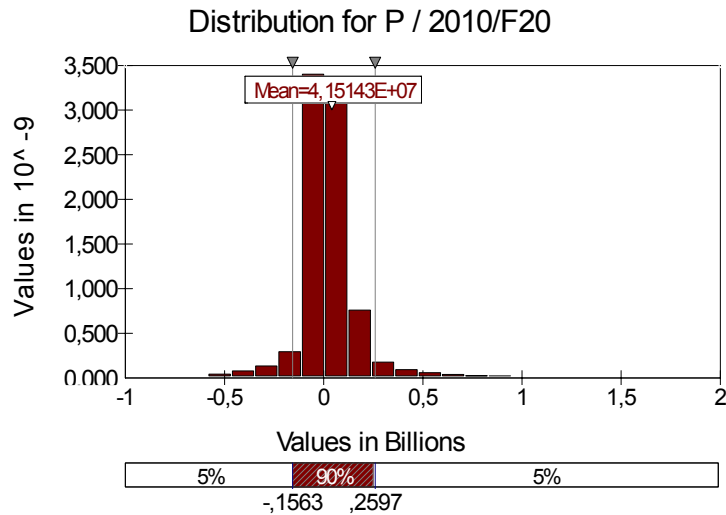


Figura 7.9 – Distribuição do total de penalidade para 2010

Tabela 7.9 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2010

Estatística	Valor
Mínimo	-814.360.704
Máximo	1.776.448.000
Média	41.514.299
Desvio Padrão	163.678.115
Skewness (Assimetria)	2,0004
Curtose	19,0795
Mediana	16.260.710
Percentil 90%	159.887.984
Percentil 95%	259.658.592

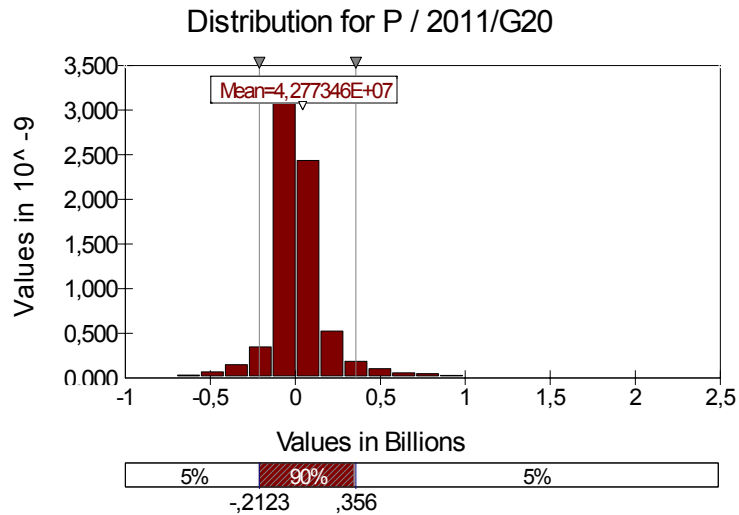


Figura 7.10 – Distribuição do total de penalidade para 2011

Tabela 7.10 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2011

Estatística	Valor
Mínimo	-834.119.552
Máximo	2.261.062.656
Média	42.773.454
Desvio Padrão	198.249.002
Skewness (Assimetria)	2,0326
Curtose	16,1535
Mediana	6.243.813
Percentil 90%	196.484.416
Percentil 95%	355.975.040

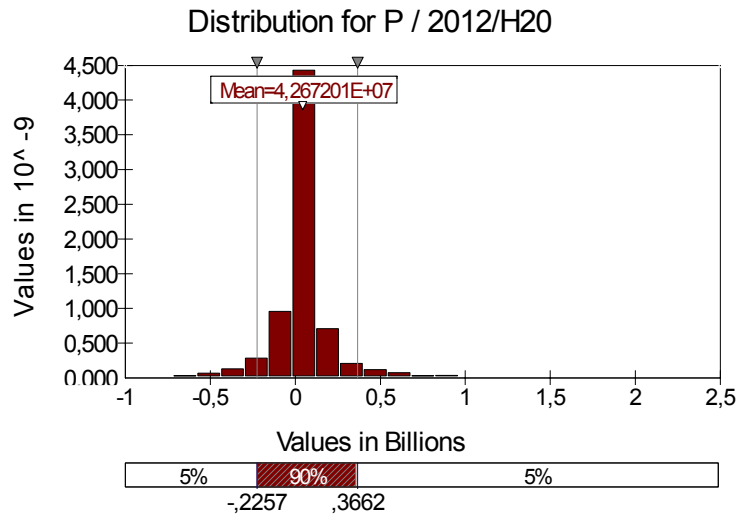


Figura 7.11 – Distribuição do total de penalidade para 2012

Tabela 7.11 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2012

Estatística	Valor
Mínimo	-854.525.760
Máximo	2.225.127.424
Média	42.672.007
Desvio Padrão	202.151.989
Skewness (Assimetria)	1,8917
Curtose	15,1221
Mediana	6.751.304
Percentil 90%	198.028.960
Percentil 95%	366.240.160

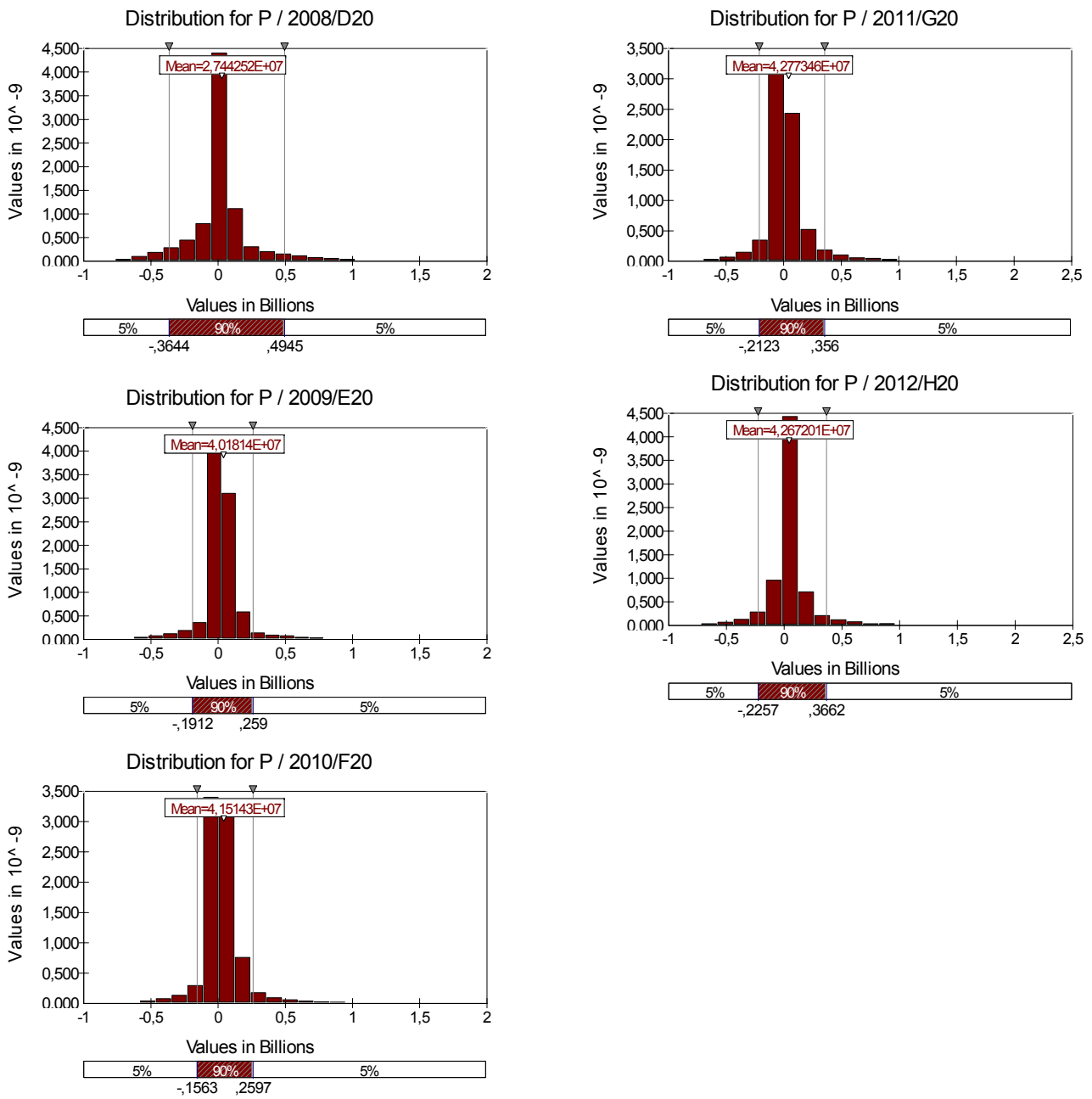


Figura 7.12 – Visão geral das distribuições de probabilidade do total de penalidade por ano

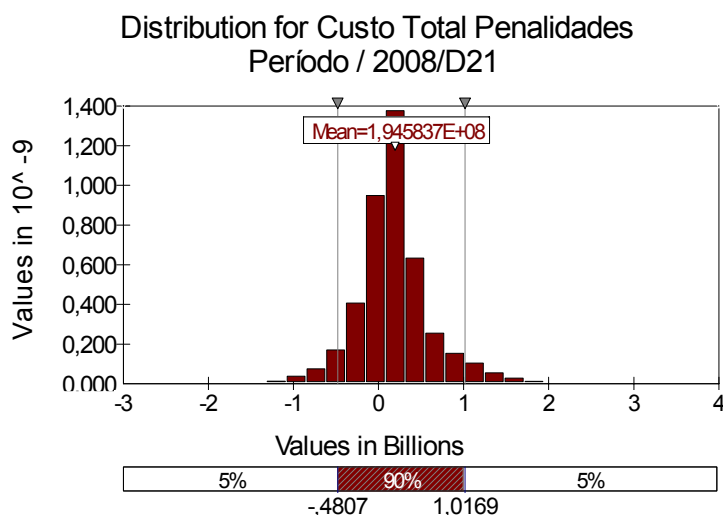


Figura 7.13 – Distribuição do total de penalidade para todo o período de 2008 a 2012

Tabela 7.12 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade para todo o período de 2008 a 2012

Estatística	Valor
Mínimo	-2.006.224.640
Máximo	3.119.016.448
Média	194.583.682
Desvio Padrão	445.350.745
Skewness (Assimetria)	0,6605
Curtose	6,3683
Mediana	166.864.992
Percentil 90%	712.214.336
Percentil 95%	1.016.927.360

Um deslocamento da distribuição para a esquerda significa que ela está se dirigindo para valores mais negativos em relação ao ano anterior, o que indica a possibilidade de ganhos. Nos gráficos de distribuição acima (figs. 7.7 a 7.11), esse fato praticamente não ocorre.

A distribuição para o período total (fig. 7.13) é uma função simétrica, em torno de aproximadamente R\$ 194 milhões. Neste caso, a distribuição está concentrada num valor médio, ainda que haja alguma compensação entre perdas e ganhos.

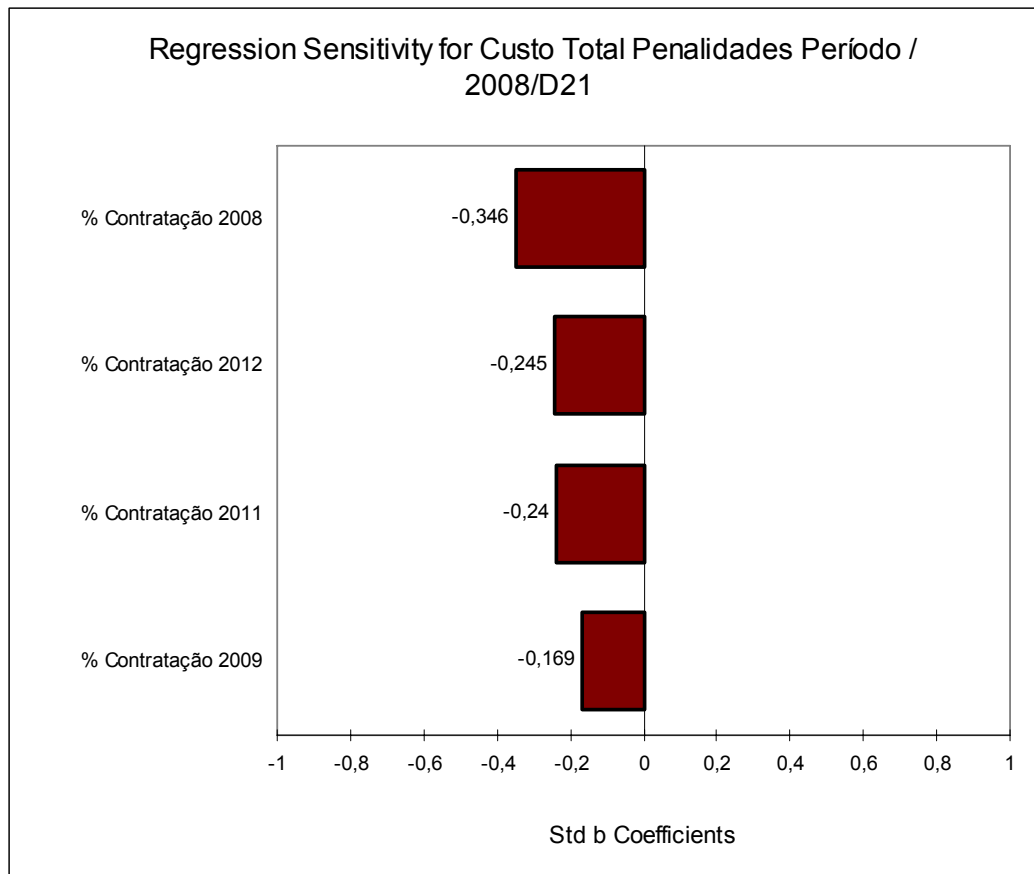


Figura 7.14 Análise de sensibilidade da função penalidade para todo o período de 2008 a 2012

A análise de sensibilidade da distribuição de probabilidade do custo total de penalidades para o período 2008 a 2012 demonstra importantes entendimentos. As variáveis de entrada com mais relevância para obter o total de despesa com as penalidades são os percentuais de contratação, começando pelo percentual de 2008 como mais significativo, seguido pelos de 2012, 2011 e 2009 em ordem de influência. Como os valores negativos representam um efeito inverso de variação, tem-se que, quanto maior o percentual de contratação, menor serão os riscos com as penalidades de subcontratação.

Esse fato corrobora o que foi sugerido como estratégia de contratação a partir dos resultados dos processos de otimização realizados no item 7.2, onde foram sugeridos, para os anos em análise, percentuais de contratação acima do consumo estimado (ver tabela 7.6), ficando então esta alternativa de otimização pela minimização das penalidades bem coerente com os valores encontrados na otimização.

7.5. Perdas elétricas do sistema de distribuição

É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A¹⁷, embora se possa admitir que ela possua certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é válido afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada. Essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo.

Para a distribuidora definir os valores a serem contratados nos leilões de energia é preciso obter, através de estudos e previsões, o montante aproximado que será consumido pelo seu mercado cativo. No capítulo 4, por meio de técnica de modelagem de previsão, estimou-se, para o período analisado, o consumo de energia do mercado cativo de uma distribuidora, e posteriormente aplicaram-se esses valores no modelo de simulação e otimização de contratação de energia. Realizado o processo de otimização, têm-se os valores sugeridos de contratação, no entanto, não é correto praticar diretamente esses valores. Isto porque a previsão foi feita utilizando a série de consumo faturado de energia, não contemplando, até então, o valor referente às perdas elétricas do sistema de distribuição. Estas perdas também devem ser inseridas no total de energia a ser adquirida visando à correta formação da carteira de contratos, logo, um montante de energia maior deverá ser adquirido para compensar as perdas ocorridas. É importante ressaltar que a estratégia de contratação não sofre alterações, pois, neste estudo, será considerado um percentual de perdas sobre o valor estimado inicialmente para contratação em cada ano, como se fosse um fator multiplicativo que alterasse proporcionalmente todos os valores finais.

Segundo definição da Resolução nº 166 de 10 de outubro de 2005, as perdas elétricas do sistema de distribuição são compostas por:

¹⁷ Inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à compra de energia elétrica, encargos tarifários e custo com transporte de energia.

- **perdas na Rede Básica:** correspondentes às perdas nos sistemas de transmissão, apuradas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- **perdas técnicas:** correspondentes às perdas no transporte da energia nas redes de distribuição e transmissão; e
- **perdas não técnicas:** correspondentes à parcela de energia consumida e não faturada por concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo. São definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

Esse último tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

Para formação de tarifas de energia, no que se refere à parte dos custos com compra de energia, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia que a distribuidora prevê fornecer para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente (Resolução ANEEL nº 234/2006). Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado no cálculo das tarifas da concessionária.

Para este estudo, conforme mencionado mais acima, não será considerada uma trajetória de perdas durante o período, mas sim um valor médio, considerado no processo de reajuste tarifário de 2007 da empresa em análise (Fontes: Resolução ANEEL nº 563/2007 e Nota Técnica nº 288/2007). Um tratamento mais específico para a determinação das perdas pode ser encarado com uma possível continuação e aperfeiçoamento para trabalhos futuros.

Para um melhor entendimento temos as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh:

$$\text{Perdas na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Comerciais} \quad (7-6)$$

$$\text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} = \text{Perdas na Distribuição} \quad (7-7)$$

$$\text{Perdas Comerciais} = \text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} - \text{Perdas Técnicas} \quad (7-8)$$

A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

$$\text{Energia Injetada} = \text{cativo} + \text{livres} + \text{perdas distribuição} \quad (7-9)$$

$$\text{Perdas na Distribuição (\%)} = \frac{\text{Perdas na Distribuição (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-10)$$

$$\text{Perdas Técnicas (\%)} = \frac{\text{Perdas Técnicas (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-11)$$

$$\text{Perdas Comerciais (\%)} = \frac{\text{Perdas Comerciais (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-12)$$

$$\text{Perdas na Distribuição (\%)} = \text{Perdas Técnicas (\%)} + \text{Perdas Comerciais (\%)} \quad (7-13)$$

Obtida a carteira de contratos da empresa de distribuição de energia elétrica através do modelo otimização, aplica-se o percentual médio de perdas identificado no caso em análise, resultando então nos valores finais (em MWh) a serem praticados na contratação de energia nos leilões do ambiente regulado.

Os requisitos de energia elétrica da Distribuidora em análise (Light SESA) para atendimento ao seu mercado de referência em 2007 foi de 23.271.218 MWh, formado por 17.938.247 MWh¹⁸ para atendimento ao mercado cativo e 5.332.971 MWh para cobertura das perdas de energia elétrica, sendo 15,61% de perdas na rede de distribuição (calculada sobre a energia injetada) e 2,45% de perdas na Rede Básica (incide sobre o mercado de fornecimento e suprimento e sobre as perdas na rede de distribuição) (Fontes: Resolução ANEEL nº 563/2007 e Nota Técnica nº 288/2007). Com isso, define-se o percentual a ser acrescido ao valor do montante de contratação referente ao consumo para se obter então a energia requerida (energia total a ser contratada que inclui consumo e perdas), conforme cálculo abaixo:

$$\text{Perdas de energia elétrica / Mercado cativo} = 5.332.971 / 17.938.247 = 29,7\%$$

¹⁸ Valor um pouco diferente do consumo faturado (GWh) de 2007 (18.263 GWh – Tabela 4.27), pois um é referente ao ano civil 2007 (jan-dez), enquanto o outro acima é referente ao ano tarifário 2007 da Light (nov-out).

Definido-se a otimização nº 5 para estratégia de compras da distribuidora, o valor utilizado como valor a ser contratado, por exemplo, para o montante de 2008, seria obtido da seguinte forma:

% contratação 2008 = 102,5%

GWh 2008 mercado cativo previsto = 18.243

GWh 2008 total a contratar sem perdas = % contr. 2008 x merc. cat. prev. 2008

GWh 2008 total a contratar sem perdas = 1,025 x 18.243 = 18.699

% perdas = 29,7%

GWh 2008 total a contratar com perdas = mont. sem perdas x (1+%Perdas)

GWh 2008 total a contratar com perdas = 18.699 x (1 + 0,297) = **24.252**

A tabela 7.13 abaixo apresenta os valores dos montantes a serem contratados pela distribuidora em análise, incluindo a parcela referente às perdas elétricas:

Tabela 7.13 – Energia a ser contratada para atendimento do mercado cativo da distribuidora com parcela de perdas elétricas embutida

ANO	% contratação definido	Mercado Estimado GWh	% Perdas	Energia Req. GWh
2008	102,5%	18.243	29,7%	24.252
2009	102,5%	18.330	29,7%	24.368
2010	102,5%	18.475	29,7%	24.561
2011	103,2%	18.633	29,7%	24.941
2012	102,5%	18.797	29,7%	24.990

Esse procedimento de inclusão das perdas deve ser feito sempre quando definido a carteira de contratos pelo modelo de otimização desenvolvido neste estudo.

7.6. Fluxograma geral

De forma a passar uma visão geral da metodologia desenvolvida, temos a seguir um Fluxograma Geral que mostra o passo a passo desta dissertação. A idéia e mencionar todas as técnicas e procedimentos utilizados.

METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO EM LEILÕES DE ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES

DISTRIBUIDORA "X": Quanto de energia contratar para atender seu mercado em um horizonte de 5 anos?

1ª ETAPA: Previsão do consumo 5 anos à frente

Estimar um cenário futuro do montante de energia a ser consumido pelo mercado da distribuidora para auxiliar na orientação da formação da carteira de contratos

Dados utilizados:

- Séries históricas de consumo mensal por classe de consumo (Variáveis Dependentes)
- Séries históricas de variáveis que podem vir a explicar o comportamento do consumo de energia (Variáveis Causais: Ex. temperatura e economia)

Desenvolvimento dos Modelos de Previsão por classe
Software *Forecast Pro* => Método Regressão Dinâmica

Análise dos modelos e de suas estatísticas de desempenho: quando Ok continua...

Modelos de previsão definidos => VALORES ESTIMADOS DE CONSUMO PARA 5 ANOS A FRENTE!!

2ª ETAPA: Simulação do PLD méd anual

Significante fator do ambiente de comercialização, nesta etapa o objetivo é obter as séries de PLDs projetados e observar suas distrib. de probabilidade

Estimação dos fatores sazonais

Importante para amenizar o perfil sazonal distorcido dos CMOs estimados

Obtenção das séries mensais de CMOs projetados – Horizonte 5 anos

Programa *Newave* – com *deck* padrão da CCEE

Aplicação dos fatores sazonais como pesos mensais
Determinação das séries de PLDs méd anuais

Reamostragem das séries de PLDs méd anuais

Software *@Risk*

Intenção de identificar a forma da distribuição de probabilidade desta variável e tirar conclusões

3ª ETAPA: Simulação dos Custos de Contratação

Objetivo de identificar a sensibilidade do custo total de contratação em relação aos fatores que o formam – Etapa de Análise de Risco

Definição dos dados de entrada

Variáveis Determinísticas

- | | |
|----------------------|---------------------------|
| (2) consumo previsto | => valores para os 5 anos |
| (3) desvio padrão | => valores para os 5 anos |
| (5) VR | => valores para os 5 anos |
| (6) mix | => valores para os 5 anos |

Variáveis Aleatórias

- (1) % de contratação
valores para os 5 anos gerados por distribuição de probabilidade uniforme com intervalo pré-definido
- (4) consumo realizado
valores para os 5 anos gerados por distribuição de probabilidade normal com truncamento
- (7) PLD méd anual
valores para os 5 anos gerados a partir das séries obtidas na 2ª etapa
é definida uma distribuição de probabilidade intuniforme para o nº da série (1 a 2000)
este nº busca automaticamente seus respectivos valores de PLD anuais

Implementam-se as fórmulas dos custos a serem obtidos
Aquisição de Energia e Penalidades

Aplica-se esta estrutura no modelo de simulação
Software @Risk

Resultados da simulação Gráficos de distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias do processo

As variáveis aleatórias de entrada:
% de contratação;
consumo realizado; e
PLD méd anual

Os custos de contratação anuais e do período total (são VEs, pois são funções de VEs):
custo de aquisição de energia
custo de sobrecontratação
multa por subcontratação
custo de subcontratação

Através das distribuições analisa-se a sensibilidade do custo total de cada ano => *Tornado Graph*
Verifica-se a que fatores os custos são mais influenciados e de que forma estes fatores afetam os custos

Conclusões obtidas através das análises supracitadas
AUXILIAM NA FORMAÇÃO DA ESTRATEGIA DE COMPRA

