



**GRUPO VI  
GRUPO DE ESTUDO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

**O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO - AVALIAÇÃO DE RISCOS E IMPACTO FINANCEIRO PARA AS DISTRIBUIDORAS**

**M. Edviges C. Azevedo\***  
CEMIG

**Marden Menezes**  
CEMIG

**Ana Lúcia D. G. Araújo**  
CEMIG

**Ivair Ramos**  
UFMG

**Simy Reis**  
UFMG

**RESUMO**

O setor elétrico brasileiro vem passando por transformações com o intuito de garantir o suprimento de energia elétrica. Um dos mecanismos utilizados pelo novo modelo é a obrigação da contratação pelas distribuidoras de 100% da sua carga e a penalização, através de multas, pelos desvios. Esse trabalho discute, à luz das projeções de mercado e de carga feitas para os Planos Decenais de Expansão, elaborados na década de 90, os impactos para as distribuidoras dos desvios dessas projeções. Através da análise desses desvios para o Brasil, estimou-se o seu impacto financeiro para as distribuidoras. Esses desvios podem gerar para as distribuidoras perdas de cerca de 1% da sua receita líquida. O trabalho conclui que a possibilidade de projeções de mercado dentro das margens exigidas pelo novo modelo é praticamente impossível de ser alcançada pelas concessionárias, e que a tendência será de projeções acima do verificado, com faixas em torno de 5%. Essa possibilidade impacta a receita das empresas e o planejamento de sistema e mostra a necessidade de se desenvolver instrumentos adicionais que possibilitem a redução dos riscos para as concessionárias.

**PALAVRAS-CHAVE**

Mercado, Previsão, Desvios, Penalidades, Carga.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Em dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o "modelo Institucional do Setor Elétrico", posteriormente formalizado através da Lei Federal nº 10.848, de 15/03/04 e suas posteriores regulamentações, cabendo destacar, no caso da comercialização de energia, o Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, e a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa da Aneel, de nº 109, de 29/10/2004. Um dos mecanismos usados para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica é a obrigação de contratação pelas distribuidoras de 100% de sua carga. Em caso de subcontratação serão aplicadas penalidades e não será permitido o repasse para as tarifas, dos custos de energia referentes à contratação superior a 3% da carga verificada, com base na média dos últimos 12 meses. Muito embora essas regulamentações tenham instituído mecanismos de mitigação do risco individual das concessionárias ao permitirem que as suas contratações sejam ajustadas em função da migração de seus clientes para o ambiente de livre contratação ou através do mecanismo de compensação de sobras e déficits, esses mecanismos são suficientes para sociabilizar os riscos dos desvios de contratação entre os agentes. Ao se utilizar, neste trabalho, dados de todo o Sistema Interligado Nacional para a análise dos desvios de carga e de consumo de energia tem-se a dimensão desse risco a ser rateado entre os agentes de distribuição.

Também foi analisado o comportamento dos desvios de mercado para o Brasil, para um horizonte de médio prazo (1 ano) para as projeções de consumo, considerando que a legislação ao instituir a possibilidade de devolução aos geradores, com 1 ano de antecedência, de até 4% da energia contratada em excesso procura reduzir os riscos de volume da contratação no longo prazo.

Procurou-se mostrar nesse trabalho a importância, não só do desenvolvimento de modelos de projeção de mercado eficientes que balizarão a contratação de energia no médio e longo prazos (1 a 5 anos), mas também da

contratação de ajustes, no curto prazo, que se faz necessária devido à aleatoriedade da série e das inúmeras incertezas do ambiente sócio-econômico.

Foram utilizadas duas abordagens no trabalho:

- a quantitativa, que utilizou os dados de carga do Sistema Interligado Nacional e de seus Planos Plurianuais de Operação, pois o emprego de séries mensais para dedução dos erros médios anuais possibilitou uma análise estatística com maior número de informações.
- a analítica, que empregou as projeções anuais de consumo de energia realizadas pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado, para os Planos Decenais de Expansão, previsões essas que servem como base, também para os Planos de Operação.

Tendo em vista o racionamento, ocorrido em 2001, optou-se por utilizar os dados dos ciclos de planejamento de década de 90, para cálculo dos erros e desvios das projeções.

## 2.0 - ANÁLISE ESTATÍSTICA DO ERRO NAS PREVISÕES DE CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Estudou-se o impacto da natureza aleatória da série de carga do SIN (Sistema Interligado Nacional) sobre os erros de projeção, independentemente da qualidade do método utilizado para gerar essas previsões. Para isso utilizou-se um método de reamostragem, conceitos de teoria das probabilidades e inferência Bayesiana. Foi possível mostrar que certos tamanhos de erros serão cometidos inevitavelmente, por melhor que sejam os métodos de previsão.

### 2.1 Dados e Definições Utilizados para Cálculo do Erro de Previsão de Carga

Chamou-se de erro a diferença entre o valor verificado de toda carga do Sistema Elétrico Brasileiro e o valor obtido pela soma das projeções de carga elétrica produzidas por todas as concessionárias brasileiras, dados obtidos dos Planos de Operação de 1991 a 1996. Todas as vezes que se falar, no item 2 deste trabalho, em erro de previsão estaremos tratando do erro de previsão, para 5 anos, da carga de energia elétrica Brasileira.

Quando for usada a palavra carga, estará subtendido que se trata de Carga do Sistema Elétrico Nacional, consumo total mais perdas. Os dados utilizados para estudo referem-se à série de carga verificada pelo Sistema Elétrico Nacional, no período Jan/91-Abr/2001.

O interesse do estudo é voltado ao comportamento da variabilidade da taxa de crescimento da carga anual, mas foram utilizados os dados mensais. A justificativa para isso é que os dados mensais oferecem uma série maior. Então, a partir da estimativa de variância para a taxa mensal pode-se inferir sobre a variabilidade da taxa anual, pois quando estamos de posse de uma seqüência de variáveis aleatórias, não necessariamente independentes, sabe-se que a variância da média aritmética dessas variáveis é igual à soma das variâncias, dividida pelo quadrado do número de variáveis envolvidas.

Foi definido como taxa de crescimento mensal a razão entre o valor da carga do Sistema Elétrico Brasileiro de um mês e a do mesmo mês no ano anterior.

### 2.2 Modelo de Probabilidade para a Média do Erro de Previsão

O estudo da distribuição de probabilidades do erro permite que se tenha uma idéia sobre a freqüência com que determinados erros podem ocorrer em certo número de previsões, e estipular seu valor esperado.

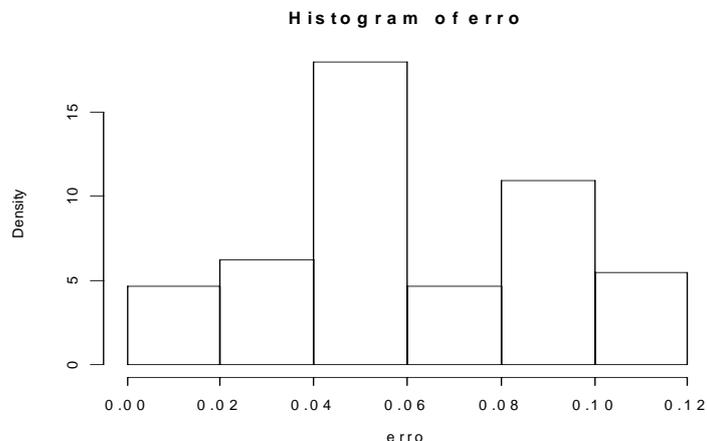


FIGURA 1- Distribuição de freqüência relativa para o erro de previsão de carga

Apesar de interessante, esse tipo de estudo não devolve informações conclusivas, pois a forma com que os desvios de projeção aconteceram, ou seja, sua distribuição de probabilidades, não tem uma “cara” definida, e é bem irregular. A Figura 1 mostra a frequência relativa com que cada faixa de erro ocorreu, veja como a distribuição das ocorrências é assimétrica.

Uma maneira de contornar esse problema é, ao invés de trabalhar com a distribuição do erro e a partir dela estimar seu valor esperado, tentar estimar a distribuição de probabilidades desse valor esperado, quantificando a confiança a cerca desse valor, estabelecendo para ele uma faixa de variação, intervalo de confiança, este por sua vez construído seguindo uma exigência de certeza. Aqui foi usada uma confiança de 95%.

Com o método Bootstrap, GIBBONS (1985), pode-se acessar a distribuição de probabilidade da média do erro percentual de previsão, usando os erros cometidos pelas previsões de carga feitas nos períodos 1991-1996, para os meses Jan/1996-Abril/2001. Usou-se um número consideravelmente grande de reamostragens, visando obter uma estimativa consistente. A Tabela 1 mostra as estimativas para média e desvio padrão do erro médio. É importante lembrar que a variável modelada é a média do erro, e não o erro.

TABELA 1- Estatísticas resumo para a distribuição da média de erro da carga

Mínimo	1° Quartil	Mediana	Média	3° Quartil	Máximo	Desvio padrão	I.C à 95%
0.03521	0.05189	0.05542	0.05523	0.05870	0.07099	0.00502	[0,04529 ; 0,06493]

Observa-se que o valor mínimo estimado para a média do erro é aproximadamente de 3.5%, enquanto que a média e a mediana estimadas são praticamente coincidentes, próximas de 5.5%. A extensão deste resultado para os dias atuais, ou para os próximos anos, deve ser feita com cuidado, uma vez que isso só fará sentido se a comparação dos agentes geradores do erro, como por exemplo, as metodologias de projeção das concessionárias, e sua eficiência, forem razoáveis. De qualquer forma esses números nos dão uma boa idéia sobre a magnitude do erro e seu comportamento.

A vantagem de inferir na distribuição da média é que podemos aferir sobre a chance de um determinado erro. Isto pode ser feito pelo método dos percentis, GIBBONS (1985). A Figura 2 ilustra a densidade do parâmetro média.

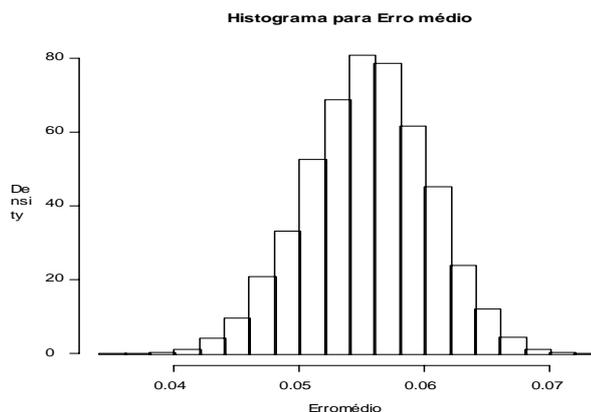


FIGURA 2- Densidade para o erro médio nas previsões de carga do Sistema Elétrico Nacional.

Pode-se ver que a densidade da variável “média” oferece massa concentrada em torno de 0,055. A curva cai rapidamente, quase que de maneira simétrica, atribuindo pouca massa aos valores extremos.

TABELA 2- Estimativas de probabilidade para a média de erro na previsão de carga.

MÉDIA DO ERRO	PROBABILIDADE
≥1%	0,9999
≥2%	0,9999
≥3%	0,9999
≥4%	0,999
≥5%	0,8539
≥6%	0,1775
≥7%	0,0004
≥8%	0
≥9%	0
≥10%	0

A Tabela 2 mostra as probabilidades estimadas para determinados erros. De fato as probabilidades vão rapidamente para os limites, 1 ou 0, à medida com que se afasta do valor médio estimado da distribuição da média do erro.

### 2.3 Natureza Aleatória do Erro

Depois de ter sido estimada a distribuição de probabilidades do erro, agora pode-se verificar quanto desse erro é causado pela característica de variabilidade da série de carga. Ou melhor, dado que se cometeu determinado erro, separar a probabilidade desse ter sido causado apenas pela natureza aleatória. Para isso deve ser estudada a estrutura de variação da carga, pois, além de intuitivo, é probabilisticamente provado que o tamanho dos desvios em torno da média de qualquer variável aleatória acompanha sua variância. Analisando conjuntamente a Figura 3 e a Tabela 3 vemos que os maiores erros cometidos tendem a acontecer nos períodos de maior variabilidade na taxa de crescimento da carga.

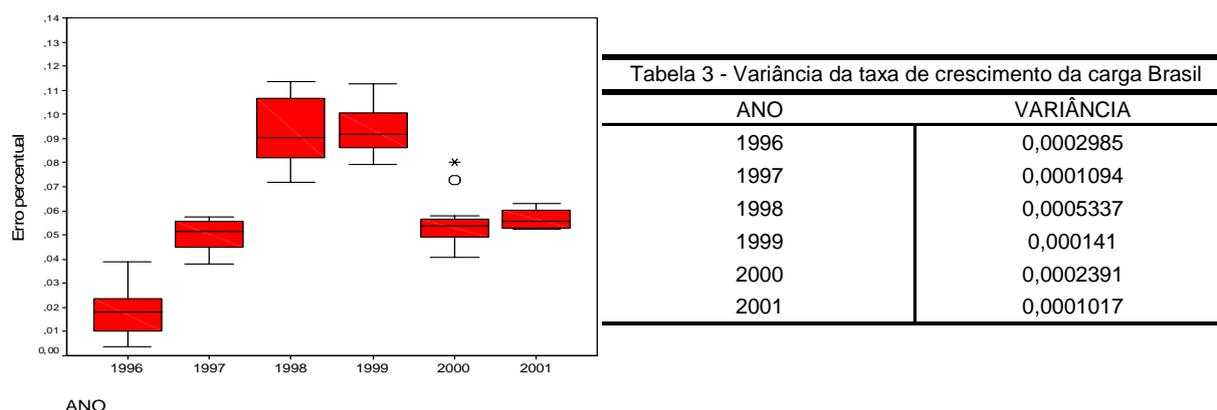


FIGURA 3- Erro de projeção 5 anos, período 1991-1996

O seguinte raciocínio pode ser feito para o entendimento do processo. Suponha que o sucesso de um modelo de projeção, para uma variável aleatória qualquer, só será admitido caso produza projeções com erros exatamente iguais a zero. O sucesso neste caso é um evento praticamente impossível, ou seja, de probabilidade aproximadamente nula, pois o grau de acerto que se exige é incompatível com a própria natureza da variável aleatória modelada e isso é muito intuitivo. Se a imposição mudar, e tal sucesso for considerado aceitando-se determinado erro, maiores serão as chances de que ocorra sucesso a partir do “chute” que o modelo proporcionará. As probabilidades de sucesso serão cada vez maiores, a medida com que se aceita maiores erros. Esta idéia intuitiva é expressa segundo teoria em probabilidades, através da desigualdade de Tchebychev, BARRY(2002), expressão 1, que estabelece uma cota superior para a probabilidade de uma determinada diferença entre o valor esperado de uma variável aleatória e o resultado de um experimento pontual, e para fazer isto é necessário apenas especificar esse desvio(erro) e a variância da variável aleatória, sem que seja necessário estar de posse da distribuição de probabilidade da variável.

Portanto, a probabilidade máxima do fracasso de um modelo (definindo fracasso como: Desvio maior que o aceitável) é dominada pela variância da variável aleatória, pois, os modelos de previsão procuram acertar os valores esperados da variável aleatória.

$$(1) P(|x-E(x)| \geq \varepsilon) \leq \frac{\sigma^2}{\varepsilon^2}, \text{ onde } x = \text{Variável aleatória em estudo};$$

$$\sigma^2 = \text{Variância da variável aleatória de interesse};$$

$$E(X) = \text{Média real da variável aleatória}.$$

Com esse raciocínio pode-se elaborar uma metodologia para que, definido o erro máximo admissível às projeções, seja estimada a probabilidade de que esse erro seja proveniente da característica estocástica da carga. Se essa probabilidade é pequena, pode-se, então, aceitar que o desvio é gerado em maior parte pelo modelo, e não pela estrutura de variabilidade da série.

Para iniciar a investigação, é necessário que se conheça uma boa estimativa da média e da variância da taxa de crescimento da carga. O interesse do estudo é voltado para os erro do ano, portanto, a variância da taxa de crescimento anual da carga será obtida a partir da estimativa para variabilidade mensal. Usou-se inferência Bayesiana para fazer as estimativas de média e variância, pois o objetivo é estimar valores que não sejam baseados apenas nos dados empíricos, pois podem não refletir fielmente a informação para o futuro da variável, mas também levar em conta a experiência e tato dos profissionais que trabalham e estudam sobre o assunto. Optou-se por entrevistar profissionais ligados ao setor de projeção da CEMIG, e a partir daí a priori usada para a média foi de 4%. A distribuição à posteriori obtida retornou um valor de taxa média de crescimento igual a 4,5%, e

variância 0,2%. Sendo assim a variância anual é de aproximadamente 0,0166%. Para tentar agir intuitivamente sobre o porque da variância anual ser menor que a mensal, basta perceber que os desvios cometidos durante os meses se compensam durante o ano, e assim o desvio em torno da média é reduzido. Aplicando a desigualdade de Tchebychev pode-se calcular as probabilidades de determinado desvio de previsão ser gerado unicamente pela variabilidade da série.

A Tabela 4 mostra possíveis erros de previsão e as respectivas cotas superiores para as probabilidades de que esses erros tenham vindo puramente da estrutura de variabilidade da série. Observa-se que um erro de 3% tem uma chance considerável de ocorrer, aproximadamente 0,15, mesmo que o método de projeção seja impecável. Ou seja, usando a informação da Tabela 2, sabe-se que aproximadamente 85% dos erros vão ultrapassar a 5%, e usando a informação da Tabela 4, sabe-se que 15% desses 85% serão inevitáveis, independentemente da qualidade do método de previsão.

Com o uso do método Bootstrap estimou-se a distribuição de probabilidades associada ao desvio de projeção de carga do Sistema Elétrico Nacional. Verificou-se que a média do desvio tende a ser de aproximadamente 5,5%, com 95% de chance ela pode oscilar entre 4,53% e 6,5%. Um erro acima de 3% para as previsões de carga de 5 anos acontecerá um grande número de vezes, e destas 15% serão causadas puramente pelo fator estocástico, ou seja, espera-se que 3 erros a cada 20 projeções, ultrapassem 3%, independentemente da eficiência dos métodos de previsão para carga.

TABELA 4- Cota superior para a probabilidade de erro devido ao acaso

COTA PARA A PROBABILIDADE	ERRO ASSOCIADO
0,05	5,25%
0,1	3,91%
0,15	3,19%
0,2	2,76%
0,25	2,47%
0,3	2,26%

### 3.0 - ANÁLISE QUALITATIVA DAS PROJEÇÕES DE MERCADO DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO

Neste item são analisadas, de forma qualitativa, as projeções de mercado anuais dos Planos Decenais de Expansão, que serviram de base para os Planos Nacionais de Operação, cujos dados mensais de projeção de carga mensais foram objeto do estudo estatístico apresentado no item 2.

Para avaliar os desvios esperados nas projeções de mercado anuais, para o curto e médio prazos, 1 a 5 anos, escolheu-se aquelas realizadas na década de 90, para os Planos Decenais de Expansão, elaborados anualmente, pelo antigo GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico), coordenado pela Eletrobrás com participação de todas as concessionárias. A análise não incorporou o período posterior ao ano 2000, pois o racionamento, ocorrido em 2001, foi uma grande ruptura na tendência do consumo de energia elétrica, provocando a partir de então mudanças no comportamento do consumidor. Os dados anuais (2003 e 2004) posteriores ao racionamento não são ainda suficientes para uma análise de desvios.

Considerou-se que os dados agregados para o Brasil durante os diferentes ciclos permitiriam trabalhar com as melhores projeções possíveis, pois:

- Eliminariam qualquer viés que pudesse ser introduzido por um comportamento isolado de um único concessionário;
- A agregação reduz as variabilidades existentes nos dados e permite considerar efetivo o mecanismo de compensação de sobras e déficits entre concessionários (MCSD) definido na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica;
- Representam um consenso da visão de todo o setor elétrico para o comportamento do mercado;
- Permite, ao comparar os desvios de 8 diferentes ciclos de planejamento, identificar a influência das diferentes expectativas em relação ao comportamento da economia e às mudanças do modelo do setor elétrico.

As projeções de consumo para o Brasil para os diferentes ciclos de Planejamento são apresentadas na Tabela 5.

TABELA 5 Brasil – Projeções de Mercado para o Sistema Interligado Nacional

TWh	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CICLO 92	239,9	253,6	266,0	280,0	297,2	315,4	333,4	351,9
CICLO 93		244,8	257,3	271,9	286,4	304,5	321,2	340,9
CICLO 94			235,6	245,6	258,3	270,8	284,5	299,8
CICLO 95				244,2	254,0	264,2	277,7	292,4
CICLO 96					265,2	276,3	288,5	304,3
CICLO 97						286,1	299,3	315,5
CICLO 98							306,2	321,8
CICLO 99								316,2
Realizado	219,8	225,5	243,1	257,3	273,3	284,5	292,1	307,5

Fonte: Planos Decenais de Expansão (1992 a 1999)

### 3.1 Análise dos Desvios de Mercado para o Brasil

Como existem diferentes horizontes, de até 5 anos, para a contratação antecipada de energia, previstos pelo modelo do setor elétrico, é importante que os desvios de mercado sejam analisados conforme a antecedência da data da previsão de mercado em relação a sua realização. Dessa forma, foi elaborada a Tabela 6 onde os desvios de mercado<sup>1</sup> são alinhados de acordo com a antecedência da sua previsão. Na primeira linha, encontram-se os desvios para o mercado realizado no ano seguinte à data de elaboração do ciclo de planejamento. Assim, para o ciclo de 1992, foi encontrado um desvio em 1993 de 9,1% e para o ciclo de 1997, o desvio encontrado, em 1998, foi de 0,6%.

Os desvios comuns a cada ciclo de planejamento estão nas diagonais: a primeira delas representa o ciclo estudado em 1992, a segunda, o ciclo de 1993 e assim por diante. Verifica-se a elevada variabilidade desses desvios, sendo os valores máximos de -7,1% para desvios negativos (Subcontratação: verificado maior que o previsto) e +12,5% para desvios positivos (Sobrecontratação). Conforme mostrado na Tabela 7, observa-se que os desvios médios absolutos encontram-se entre 4,5% e 6%, para qualquer horizonte de projeção, valores superiores ao máximo de 3% permitido pelo modelo para repasse às tarifas. Outro fator preocupante é a dispersão desses desvios, com uma amplitude (Max - Min) de variação em torno de 14%, como pode ser observado.

TABELA 6 – Brasil - Desvios das Projeções de Mercado

Ciclos		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
Antecedência	Δ 1 ano		9,1%	8,6%	-3,1%	-5,1%	-3,0%	0,6%	4,8%	2,8%
	Δ 2 anos		-	12,5%	5,8%	-4,5%	-7,1%	-2,9%	2,5%	4,7%
	Δ 3 anos		-	-	9,4%	5,7%	-5,5%	-7,1%	-1,2%	2,6%
	Δ 4 anos		-	-	-	8,8%	4,8%	-4,8%	-4,9%	-1,0%
	Δ 5 anos		-	-	-	-	8,7%	7,0%	-2,6%	-4,9%
Ano Corrente			1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000

A análise sugere que, para a série de dados estudada, deve-se buscar fatores mais importantes que o horizonte de previsão para explicar a dispersão e a magnitude dos desvios encontrados. Os resultados mostram que mesmo com antecedência de 1 ano, podem ser encontrados desvios tão altos quanto para o horizonte de 5 anos. A contratação de ajuste passa a ser, então, uma opção importante para mitigação dos riscos da distribuidora, uma vez que poderão ocorrer com frequência elevada desvios superiores ao intervalo aceitável, entre 0% e 3%, mesmo com contratação com antecedência de somente 1 ano. A contagem do número de ocorrências **fora** do intervalo aceitável, para os desvios das projeções com antecedência de 1 ano, mostra que eles ocorreram em 75% das vezes. Observa-se que a média dos desvios fora do intervalo aceitável de 0 a 3%, de 86,7% é aproximadamente a mesma daquela encontrada nos estudos estatísticos dos erros de previsão de carga de 85%, conforme descrito no item 2.

Observa-se, nessa análise, uma tendência de maior aceitabilidade, de acordo com o critério do novo modelo institucional, para projeções realizadas com menor antecedência. Ainda assim, a existência de 75% das 8 observações para os desvios do mercado projetado com 1 ano de antecedência, fora do intervalo aceitável, acarretará perdas financeiras sérias. Nota-se nas projeções para o ano seguinte, uma leve tendência a superestimar o mercado, com 63% as ocorrências com desvios positivos. Entretanto, quando se considera a totalidade das ocorrências, nota-se uma distribuição equilibrada entre desvios positivos e negativos, indicando provável imparcialidade das projeções elaboradas para o Brasil, na década de 90.

<sup>1</sup> ([previsto/verificado]-1)

TABELA 7 – Brasil – Desvios Médios de Projeção de Mercado e Frequência de Aceitação dos Desvios

Antecedência	Desvio Médio Absoluto	Valor Máximo	Valor Mínimo	Amplitude de	Número de Ocorrências				Fora do Aceitável	Desvios Positivos > 0
					<0%	0% a 3%	>3%	Total		
Δ 1 ano	4,6%	9,1%	-5,1%	14,2%	3	2	3	8	75,0%	63%
Δ 2 anos	5,7%	12,5%	-7,1%	19,5%	3	1	3	7	85,7%	57%
Δ 3 anos	5,3%	9,4%	-7,1%	16,6%	3	1	2	6	83,3%	50%
Δ 4 anos	4,9%	8,8%	-4,9%	13,8%	3		2	5	100,0%	40%
Δ 5 anos	5,8%	8,7%	-4,9%	13,7%	2		2	4	100,0%	50%
Média					14	4	12	30	86,7%	53%

Outra análise realizada foi a do comportamento dos desvios das projeções de mercado de acordo com o ciclo de planejamento (ano) no qual foram realizadas. A Figura 4 mostra a análise gráfica do desempenho dos ciclos de planejamento. As projeções realizadas, em 1992 e 1993, foram muito otimistas acarretando desvios de mercado positivos e bastante elevados, da ordem de 9%, para o primeiro ano de projeção. O ciclo de 1994 registrou desvios, absolutos, inferiores aos ciclos anteriores, porém, com uma tendência inversa: o mercado em 1995, em consequência do Plano Real cresceu acima do projetado, acarretando desvios negativos. Observa-se que os ciclos de planejamento dos anos seguintes, 1995 e 1996, também apresentam desvios negativos, indicando a dificuldade de percepção do elevado crescimento ocorrido entre 1995 e 1999. As projeções do ciclo de planejamento de 1997 foram base para a celebração dos contratos iniciais, sendo o ciclo que apresentou menores desvios, todos positivos e inferiores a 3%. Observa-se que, o ano de 1998, o primeiro ano projetado para o ciclo de 1997, é um ponto de inflexão, quando as elevadas taxas de crescimento observadas no início do Plano Real começam a declinar. Essa tendência, aliada à percepção do planejador da ocorrência de 3 anos de desvios negativos, faz com que os ciclos posteriores comecem novamente a registrar desvios positivos. Essa análise permite construir hipóteses sobre a forte influência das expectativas de crescimento na escolha do cenário mais provável utilizado para a tomada de decisões, mostrando que a percepção e o aprendizado do planejador se dá com defasagem. Com isso o planejador precisa traçar estratégias e rotas alternativas e, também, dispor de mecanismos adequados e suficientes para gerenciamento de riscos do seu mercado, para que o custo a ser pago pela garantia do suprimento de energia elétrica seja mínimo e distribuído de forma equilibrada.

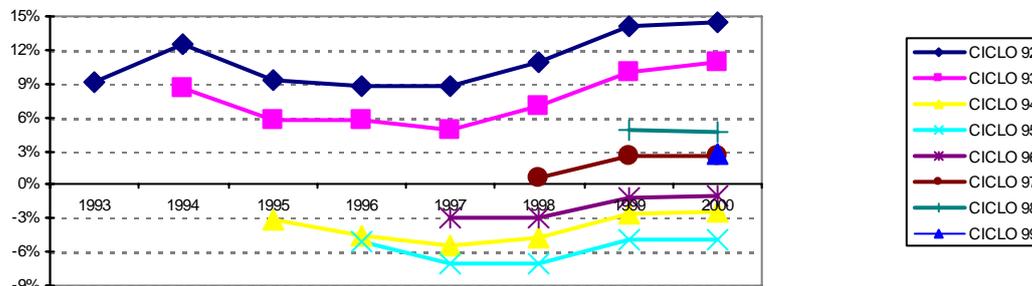


FIGURA 4 – Brasil - Avaliação dos Desvios dos Ciclos de Planejamento

#### 4.0 - ESTIMATIVA DO IMPACTO FINANCEIRO DOS DESVIOS DE MERCADO

Para permitir a avaliação da ordem de grandeza do custo a ser pago, pelos distribuidores, por desvios de mercado fora do intervalo aceitável pelo o novo modelo institucional do setor elétrico, foi feita uma série de simplificações e premissas, a saber:

- Utilizado o perfil dos desvios do Brasil, conforme os estudos mostrados neste trabalho;
- Considerado que o mecanismo de mitigação de riscos proposto no modelo e as estratégias adotadas pela concessionária permitirão ajustar os contratos de energia com antecedência de 1 ano, de tal forma que os desvios de mercado relevantes para o cálculo das perdas financeiras são os referentes à projeção para o próximo ano;
- Preço de Liquidação de Diferenças Mínimo no Ano, correspondendo a 10% do custo médio de energia para concessionária;
- Preço de Liquidação de Diferenças Médio no Ano de 20% do custo médio de energia para concessionária, em anos de sobra de energia (desvios de mercado positivo);
- A participação do custo da energia na tarifa média de fornecimento foi considerada como parâmetro, variando entre 30% e 55%, correspondendo aos percentuais calculados para 2002 (Brasil e Regiões) a partir dos contratos iniciais e tarifas de fornecimento médias divulgadas pela Aneel.
- Desprezadas as perdas e ganhos decorrentes das liquidações, quando o PLD for maior que o preço de aquisição no pool;

- Perda de Receita por Desvios de Mercado - PRD:
  - $PRD = [(DMP - 3\%) * NAP * (1 - PPM) - DMN * NAN * (1 - PPL)] * PCE$
  - DMP= Desvio médio acima de 3% - %
  - DMN= Desvio médio negativo - %
  - NAP= Porcentual de ocorrências de desvios acima de 3%
  - NAN= Porcentual de ocorrências de desvios negativos
  - PCE= Participação do custo de energia na tarifa média de fornecimento - %
  - PPL= Preço Mínimo de Liquidação de Diferenças como Porcentual do Custo Médio de Energia - %
  - PPM= Preço Médio de Liquidação de Diferenças como Porcentual do Custo Médio de Energia - %

O resultado é apresentado na Figura 5, sendo utilizado como parâmetros o percentual do total dos desvios não aceitáveis. Observa-se que, para uma participação do custo de energia de 42%, média para o país em 2002 e uma proporção de desvios não aceitáveis de 75%, para projeções com um ano de antecedência, conforme Tabela 7, a perda de receita estimada devido aos desvios de mercado deve ser, em média, 1,1% da receita líquida. Nesse caso, essas perdas correspondem em média a um custo adicional sobre a energia comprada de 2,6%. Os custos adicionais provocarão uma redução na remuneração da distribuidora, que caso seja de 10% da receita, acarretarão uma perda de lucratividade de 10%.

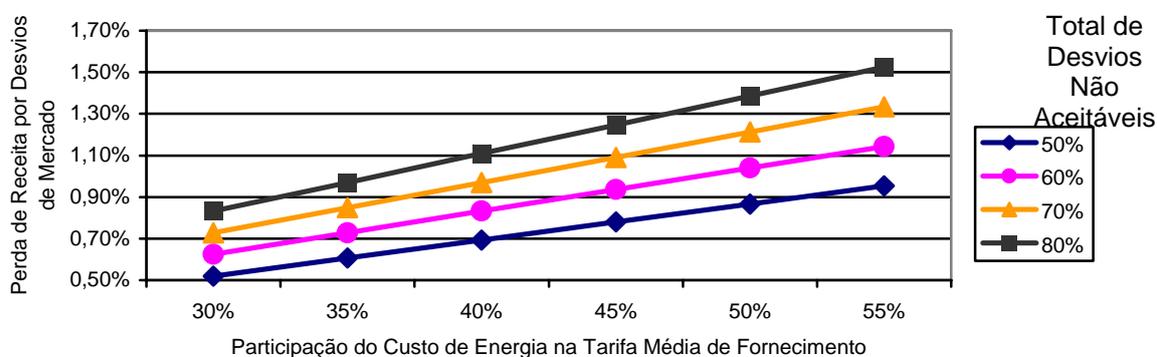


FIGURA 5 – Estimativa da perda potencial de receita por desvio de mercado

## 5.0 - CONCLUSÃO

Mostrou-se utilizando tanto métodos de inferência estatística avançada para análise dos erros de previsão de carga, como através da análise qualitativa da precisão das projeções anuais dos Planos Decenais de Expansão, a elevada incidência de erros fora do intervalo aceitável pelo modelo do setor elétrico. Esses erros são decorrentes das incertezas presentes, cabendo destacar o ambiente econômico. Mesmo considerando que os mecanismos de mitigação de erros introduzidos na legislação recente são suficientes para neutralizar os erros de longo prazo, observou-se que desvios de projeções 1 ano a frente ocorreram em 75% dos dados analisados. Conclui-se, portanto, que as contratações de ajuste, ainda a serem regulamentadas, terão importância fundamental para a redução das perdas das distribuidoras.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MME (2003). Modelo Institucional do Setor Elétrico, Brasília, 55 p, 11/12/2003
- (2) Brasil. Lei n° 10.848, de 15/03/2004
- (3) Brasil. Decreto n° 5.163, de 30/07/2004
- (4) ANEEL. Resolução Normativa n° 109, de 26/10/2004
- (5) ELETROBRÁS (1992 a 1999) – Planos Decenais de Expansão – Dados de Mercado dos ciclos referentes aos anos base 1992 a 1999
- (6) ANEEL – Dados de tarifa média e contratos iniciais, <http://www.aneel.gov.br/>
- (7) GIBBONS, J. D. Nonparametric methods for quantitative analysis. 2ª ed. Columbus: Am. Sci. P., Inc, 1985.
- (8) JAMES, Barry R. Probabilidade: Um Curso em Nível Intermediário. 2ª ed. Associação Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada: Rio de Janeiro, 2002.
- (9) GAMERMAN, D. e Migon, H.S. (1993). Inferência estatística: uma abordagem integrada. Textos de Métodos Matemáticos do Instituto de Matemática, UFRJ.
- (10) O'HAGAN, A. (1994). Bayesian inference. Volume 2B da série Kendall's Advanced Theory of Statistics. Cambridge: Edward Arnold.