

# DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS NA RELAÇÃO ENTRE O REGULADOR E OS CONCESSIONÁRIOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM PRINCIPAL-AGENTE

ANTONIO PÉREZ PUENTE CHESF – PEREZ@CHESF.GOV.BR

FRANCISCO S. RAMOS, PIMES/UFPE [fsr@ufpe.br](mailto:fsr@ufpe.br)

## RESUMO

A fim de incentivar a qualidade do serviço, a ANEEL introduziu penalidades nos contratos com os concessionários de serviços públicos de transmissão de energia Elétrica no caso em que as instalações de transmissão são desligadas, seja por acidente ou para manutenção. Neste sentido, foi instituída uma parcela variável cujo valor é descontado da receita de transmissão. O valor desta parcela não é de fácil determinação, e a ANEEL, baseando-se em observações, estabeleceu uma fórmula para cálculo. Penalidades elevadas podem resultar em desincentivos à entrada de empresas no setor, ao passo que penalidades relativamente baixas podem induzir à oferta de serviço de má qualidade. Utilizando-se da Teoria Principal-agente, este trabalho busca determinar esta fórmula de maneira que o verdadeiro objetivo seja atingido, de forma racional. No presente trabalho se analisa a relação ANEEL – Concessionários à luz do Modelo Principal-Agente. A principal conclusão do trabalho, além do levantamento dos custos e da análise do comportamento dos concessionários, refere-se ao fato que os valores dos parâmetros utilizados pelo órgão regulador podem ser estabelecidos em patamares menores que os atualmente adotados, com maior eficiência econômica.

## Abstract

In order to stimulate the quality of the service, ANEEL introduced penalties in the contracts with the concessionaires of public services of transmission of electric energy in the case which the transmission facilities are turned off, be for accident or for maintenance. In this sense, a variable value was instituted whose amount is discounted of the transmission revenue. The value of this parcel is not of easy determination, and ANEEL, based on observations, established a formula for calculation. High penalties can result in bad incentives to the entry of companies in the sector; otherwise, low penalties can induce to the offer of service of bad quality. By using the Theory Principal-agent, this work search to determine this formula so that the true objective is reached, in a rational way. In the present work we analyze the relationship ANEEL - Concessionaires by using the Theory Principal-agent. The main conclusion of the work, besides the rising of the costs and of the analysis of the behavior of the concessionaires, refers to the fact that the values of the parameters used by the regulator can be established in smaller values than the now adopted, with larger economic efficiency.

**PALAVRA-CHAVE:** modelo principal-agente, regulação do serviço de transmissão de energia elétrica, aversão a risco, contratos.

**KEY-WORDS:** Principal-agent model; regulation of transmission service, risk aversion; contracts

ÁREA ANPEC: ECONOMIA INDUSTRIAL E DA TECNOLOGIA

**Classificação JEL:** L51, L94, C72

# DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS NA RELAÇÃO ENTRE O REGULADOR E OS CONCESSIONÁRIOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA ABORDAGEM PRINCIPAL-AGENTE

## INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro sofreu profunda reestruturação institucional a partir do ano de 1995, com a regulamentação da concessão de serviços públicos de energia elétrica, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a segmentação do setor elétrico nos negócios de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além da criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE. Nesse contexto, formou-se um novo conceito para a concessão de serviço público de transmissão, que abrange várias partes que fazem o serviço de transmissão de um sistema elétrico. O conjunto de instalações que formam o sistema tem que operar de maneira integrada e coordenada, a fim de evitar o colapso do serviço como um todo (*segurança sistêmica*). Assim, tornou-se necessário criar o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

As concessionárias mantêm com o ONS o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, pelo qual autorizam o ONS a representá-las junto aos usuários e se comprometem a acatar todas as ordens de operação do sistema por ele ditadas. Por sua vez, o ONS contrata com os usuários, através do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, a prestação do serviço de transmissão e se encarrega de medir o serviço prestado pelos concessionários. Por fim, o ONS informa aos usuários e transmissores o valor do pagamento que os primeiros deverão realizar a esses últimos pelo serviço prestado.

Esse arranjo institucional, ao permitir que vários concessionários de transmissão atuem numa mesma área, e até mesmo dentro de uma mesma subestação, possibilitou implantar o novo modelo (MEDEIROS, 1993). Evidentemente, isso implica na perda de ganhos econômicos de escala proporcionados por uma empresa com uma concessão monopolista regulada. Por outro lado, permite que a expansão da rede ocorra mediante licitação de novas concessões, mesmo em áreas onde já atuam outros concessionários. As licitações são vencidas por aqueles que ofertarem o menor valor de receita, fixa, para a construção e exploração do serviço por 30 anos.<sup>1</sup>

Com esse modelo tornou-se possível introduzir a competição na expansão do sistema de transmissão, justamente no maior componente formador do preço do serviço de transmissão, uma vez que os custos de operação e manutenção numa empresa de transmissão são significativamente inferiores aos de investimento inicial, conforme apresentado mais adiante.

Com esse desenho para a indústria, o desafio posto para a ANEEL consistiu em regulamentar a qualidade do serviço prestado por um concessionário que se limita a disponibilizar suas instalações para uso por terceiros, desvinculada da quantidade de energia transportada.

A solução adotada pela ANEEL para a superação desse desafio consiste de duas partes. Uma, de natureza sistêmica, estabelece padrões que medem o desempenho coletivo do sistema (índices que medem a frequência e a duração das interrupções do serviço) - são os indicadores percebidos pelos usuários, e são monitorados pelo ONS, além de subsidiarem os estudos de expansão do sistema elétrico interligado. A outra, individual para cada concessionário de transmissão, e destinada a assegurar que os agentes prestarão seus melhores esforços, vincula a receita mensal pela prestação do serviço do concessionário diretamente com o tempo que o mesmo deixou de prestar o serviço. Isso implicará em descontos sempre que os motivos da interrupção dos serviços decorram de sua exclusiva responsabilidade, seja por desligamento devido à pane em suas instalações, seja por desligamentos programados para manutenção das mesmas.

---

<sup>1</sup> Nas licitações realizadas foram registrados deságios de até 53% em relação aos preços iniciais, em especial nos leilões realizados pela ANEEL em 2004.

Para criar a vinculação da receita com a qualidade de serviço, ou com vistas a assegurar que o agente preste seu melhor esforço na relação contratual, a ANEEL introduziu nos contratos das novas concessões de transmissão licitadas um desconto por indisponibilidade, denominado “Parcela Variável – PV”, descontada mensalmente do pagamento que faz jus o concessionário. A fórmula é a seguinte:

$$\text{Receita mensal} = \text{PB} - \text{PV}, \quad \text{com } \text{PV} = \frac{\text{PB}}{1440D} \left\{ \left[ \text{K}_p \sum D_p \right] + \left[ \text{K}_o \sum D_o \right] \right\}$$

onde:

PB	pagamento base mensal, fixo, contratado pela prestação do serviço
D	número de dias do mês a que se refere o pagamento
K <sub>p</sub>	multiplicador do tempo de desligamento programado da instalação
K <sub>o</sub>	multiplicador do tempo de desligamento não-programado da instalação
D <sub>p</sub>	duração do desligamento programado, em minutos, ocorrido no referido mês
D <sub>o</sub>	duração do desligamento não-programado, em minutos, ocorrido no mês

Essa formulação busca incentivar o concessionário a manter a instalação em serviço na maior parte do tempo possível, preservando a integridade do sistema de transmissão, e conseqüentemente, a qualidade do serviço prestado ao usuário. Estabeleceu-se K<sub>o</sub> em 150 para instalações de 500 kV, com o tempo contado em minutos, para as cinco primeiras horas após o desligamento, reduzindo o seu valor a 10, para o tempo excedente. K<sub>p</sub> foi fixado em 10, independentemente da duração do desligamento. Os contratos limitam o desconto a 50% da receita mensal por instalação, a 25% da respectiva receita anual individual por instalação e a 12,5% da receita total anual da concessão, tomando por base a receita permitida dos últimos 12 meses consecutivos.

Para o estabelecimento desses valores a ANEEL tomou por base as estatísticas de desempenho das linhas de transmissão brasileiras, a experiência de política similar adotada na Argentina, e contratou o suporte técnico da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (ANEEL/UFSC, 2000), que realizou o tratamento estatístico da base de dados e ajudou a estimar os descontos esperados na receita dos transmissores, em função dos parâmetros adotados.

Entretanto, os concessionários de serviços públicos de transmissão têm reclamado do elevado risco a que estão expostos com essa regulamentação. Por se tratar de uma atividade de capital intensivo, bem como devido à forte regulamentação e supervisão de suas atividades, os agentes alegam que descontos dessa monta em sua receita são elevados e podem inviabilizá-los.

Este mecanismo adotado pela ANEEL fundamenta-se na Teoria dos Incentivos (ver LAFFONT e TIROLE, 1998, e LAFFONT e MARTIMORT, 2002, dentre outros). Como mostraram TONDELLO (2001) e SOARES (2002), sabe-se que **a restrição de incentivo introduzida pela ANEEL nos contratos eleva o risco do negócio percebido pelos agentes e, conseqüentemente, estes cobrarão um prêmio pelo risco por ocasião das licitações das novas concessões, ou, para as concessionárias antigas, pleitearão aumento de suas receitas nas revisões tarifárias.** Considerando que a ANEEL também tem por meta buscar a modicidade tarifária, deve ser do interesse de ambos que a penalização para assegurar que o concessionário envide seus melhores esforços seja a menor possível.

Tem-se, portanto, um *trade-off*: baixa penalidade pode conduzir a um serviço de qualidade duvidosa, e penalidade elevada pode inviabilizar as empresas. Assim sendo, é essencial que sejam realizados estudos

que busquem captar quais seriam os valores ótimos para as penalidades, de forma a que haja incentivos a ofertar um serviço de boa qualidade, e que a sobrevivência econômica da empresa não se veja comprometida, ou seja, que os incentivos funcionem na boa direção. Assim sendo, este trabalho tem como objetivo analisar se os contratos oferecidos pela ANEEL para os novos concessionários de transmissão têm um bom *design* sob a ótica do modelo Principal-Agente, e se as restrições oferecidas, visando assegurar-se que os agentes optarão por adotar um esforço elevado, estariam adequadas e com o menor custo de agência.

## METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho está fundamentada na literatura sobre informação assimétrica, mais particularmente no denominado “Problema do Principal – Agente”. O quadro refere-se às situações em que um Principal – P (governo, empresário etc.) decide delegar a execução de uma tarefa ou serviço a um terceiro, o Agente - A (concessionário de serviços públicos ou gerente). O relacionamento entre eles normalmente é governado através de um contrato, onde são estabelecidas as regras sob as quais deverá ser realizada a tarefa ou prestado o serviço, e as suas recompensas.

### 3.1 A Função Utilidade da Concessionária de Transmissão

Adota-se que as firmas maximizam lucro, e estão face a riscos. Uma função utilidade que retrata esta situação pode ser dada por  $u(w) = 1 - e^{-rw}$ , onde  $r$  representa a medida de risco e  $w$  sua riqueza. No caso de aversão a risco constante, com função de distribuição de probabilidade contínua, o valor esperado da função utilidade é dado por (VARIAN, 1992):

$$E[u(w)] = -\int e^{-rw} f(w) dw = -e^{-r\left(\bar{w} - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right)}$$

sendo  $f(w)$  = função densidade de distribuição da riqueza;  $r$  = medida de aversão ao risco absoluto;  $\bar{w}$  = valor médio da riqueza;  $\sigma$  = desvio padrão da riqueza

A fim de determinar o lucro da firma, foi realizada uma análise dos parâmetros utilizados pela ANEEL para estabelecer as receitas associadas a novos investimentos de transmissão. Os resultados obtidos mostram que nos anos iniciais, a parcela da receita vinculada ao capital investido é o principal parâmetro formador do preço, representando 68% no primeiro ano, reduzindo-se a 53% ao término da concessão, no 30º ano. Por outro lado, os gastos correntes de operação e manutenção, iniciam-se com uma participação de aproximadamente 16% no primeiro ano e alcançam 32% no fim do período.

Relativamente aos parâmetros administrados pela firma, vinculados à qualidade de serviço buscada pela Agência, verificamos que esses são formados em dois momentos: o primeiro, por ocasião da instalação do empreendimento, quando se realizam as especificações, o projeto, a fabricação e construção das instalações; o segundo momento ocorre durante a prestação do serviço, representado pela operação e manutenção das instalações.

Verifica-se que o primeiro momento é o mais significativo na formação do preço, contudo, a Agência somente consegue observar a qualidade do serviço posteriormente, quando o mesmo estiver sendo prestado. Paradoxalmente, é nesse período que a empresa realiza seu menor esforço, em termos de dispêndios.

O Agente é estimulado a empenhar um bom esforço na fase de implantação do empreendimento por duas vias diferentes. A primeira, pelo processo competitivo que se estabelece no momento de escolher o novo concessionário, através de leilão. Como o Agente só recupera seu capital e benefícios esperados durante a prestação do serviço, então é de se esperar que o mesmo empregue sua melhor técnica para encontrar a solução de compromisso entre investimento inicial e penalização pela qualidade de serviço futura. Caso contrário, vencendo a disputa, o Agente se arrisca a ter perda de receita futura, no caso da instalação vir a apresentar baixo desempenho, ou mesmo até perder a concessão, conforme previsto no contrato. A segunda, pela exigência do edital de licitação quanto ao cumprimento das normas técnicas para projeto, fabricação e construção, com responsabilidade civil associada, refletindo-se diretamente sobre a pessoa física dos gestores. Além disso, o Agente poderá sofrer fiscalização da ANEEL durante a construção.

Para os objetivos deste trabalho, os dados sugerem que a função utilidade de um concessionário de transmissão é muito dependente da remuneração do capital, seguido pelos dispêndios em operação e manutenção. Assim, pode-se supor que a utilidade do concessionário tenha a forma:

$$U = f(I, O \& M, RAP, PV)$$

onde  $I$  = investimento de implantação;  $O\&M$  = gastos com operação e manutenção da concessão;  $RAP$  = Receita Anual Permitida, a ser auferida em contrapartida à prestação do serviço, e  $PV$  = Parcela Variável, a penalização por interrupção do serviço.

O investimento  $I$  está fortemente relacionado com a  $RAP$ . Devido à natureza do processo de produção, a maior parte do esforço do Agente é realizado na fase de fabricação e implantação das instalações de transmissão. As exigências legais e do edital de licitação, associadas ao processo competitivo e de penalização futura, induzirão o Agente a executar essa etapa com seu melhor empenho. Por outro lado, essas duas variáveis podem ser vistas, individualmente, como uma medida de riqueza do concessionário. Esta poderia ser medida pelo estoque de capital, representado por  $I$ , ou pelo fluxo de renda,  $RAP$ . Contudo, existem muitos custos irrecuperáveis no negócio de transmissão, dessa forma, medir a riqueza do concessionário através do seu fluxo de renda, se mostra mais realista.

Assim, em termos de função utilidade, bastaria manter uma das duas variáveis,  $I$  ou  $RAP$ , como explicativa. Para desenvolvimento do restante do trabalho, será escolhida a remuneração  $RAP$  para variável explicativa da função utilidade por duas razões:  $RAP$  pode ser usada como uma medida de riqueza do agente, e também permanece presente durante toda a fase de prestação de serviços permitindo aferir quão relevante são eventuais penalidades aplicadas pelo principal, ao passo que  $I$  ocorre apenas antes do início da prestação dos serviços. Dessa forma, a função utilidade do Agente seria representada por:

$$U = f(RAP, O \& M, PV)$$

Cabe observar a natureza aleatória da  $PV$ , pois a mesma depende diretamente dos desligamentos programados e dos não-programados. Os primeiros são de pleno controle do agente, e normalmente constam de uma programação anual de manutenção das instalações, enquanto que os últimos refletem diretamente a probabilidade de falha dos equipamentos, que por sua vez, dependem das características técnicas do projeto, fabricação, conservação e também das condições ambientais.

No que se refere aos custos de  $O\&M$ , tem-se que eles são constituídos de três partes: a primeira, referente à operação, não depende da distribuição das falhas das instalações, podendo ser considerada constante e sob controle do Agente. A segunda, referente à manutenção preventiva -  $M_p$ , também previsível e muito dependente da política de manutenção escolhida pelo Agente. Uma vez estabelecida a política de  $M_p$ , pode-se dizer que esse custo tem pequena variância, podendo ser aproximado a uma constante, sob gestão do Agente. Por fim, a terceira, referente à manutenção corretiva -  $M_c$ , realizada

quando ocorre uma falha, sendo esta aleatória, porém, com correlação negativa com a manutenção preventiva. Podemos esperar também que os custos de  $Mc$  tenham forte correlação com a  $PV$ , pois ambas são decorrentes de falhas, e ambas crescem diretamente proporcional à duração da interrupção.

Para analisar a questão da aversão ao risco pelo concessionário, observa-se inicialmente que as regras de aplicação das penalidades por indisponibilidade de equipamentos são individualizadas por *instalações de transmissão*, independe do número de instalações de propriedade do concessionário. Isto sugere que quanto maior for o número de instalações de um determinado concessionário, menor deve ser sua aversão a risco, pelo efeito de diversificação. A medida que aumenta o número de instalações, menor será o risco financeiro sobre o concessionário, uma vez que a probabilidade de ocorrer falha simultânea das instalações de transmissão, no mesmo intervalo de tempo, diminui à medida que cresce o número delas. Dessa forma, a riqueza do concessionário de transmissão será expressa por:

$$w = RAP - O\&M - PV$$

Expandindo essa equação com os componentes  $Mc$  e  $Mp$  da manutenção, para evidenciar os itens formadores da aleatoriedade, obtém-se:

$$w = RAP - O \& Mp - \tilde{M}c - \tilde{P}V$$

onde  $O\&Mp$  = gastos com operação e manutenção programada;  $\tilde{M}c$  = gasto aleatório da manutenção corretiva, realizada quando falha um equipamento;  $\tilde{P}V$  = valor da  $PV$ , aleatório, ocorre quando o serviço é interrompido.

Desenvolvendo a função matemática de aversão ao risco absoluto constante, no caso de distribuição normal, teremos:

$$E[u(w)] = -\int e^{-rw} f(w) dw = -e^{-r\left(\bar{w} - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right)} \quad \text{Equação 1,}$$

### 3.2 A Função Investimentos em Manutenção da Transmissão versus Desempenho das Instalações

Conforme visto, uma vez construída a instalação de transmissão, os resultados econômicos para os concessionários de transmissão pelo serviço prestado são dependentes da relação entre os gastos com manutenção e o desempenho das instalações. A relação entre esses dois parâmetros não foi ainda estimada, pelo menos ao nosso conhecimento<sup>2</sup>.

Dada a dificuldade de se obter os dados necessários, partiu-se para desenvolver a relação intuitivamente. Assim sendo, é de se esperar que quanto maior o esforço do agente em manter suas instalações de transmissão, menor deve ser o número de desligamentos forçados e, portanto, menor será o valor das penalidades contratuais ( $PV$ ). Contudo, as instalações de transmissão estão expostas às intempéries: um ano com mau desempenho pode ser o resultado de um meio ambiente mais agressivo que a média, e não devido a baixo esforço do agente.

Utilizou-se a base de dados de uma empresa que detém cerca de 25% da extensão da Rede Básica, com 18.000 km de linhas de transmissão. Com a base reduzida de dados, a tentativa de encontrar a relação entre esforço econômico e desempenho técnico diretamente dos dados obtidos não foi satisfatória.

<sup>2</sup> Foram pesquisadas publicações da Associação Brasileira de Manutenção - ABRAMAN, anais do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, do Institute of Electrical and Electronic Engineers - IEEE, e consultados especialistas do setor que atuam em comitês de manutenção e financeiros do setor elétrico brasileiro, sem que fosse encontrada qualquer referência.

A plotagem dos pares de pontos desempenho técnico versus esforço econômico apresentaram dispersão elevada, e a correlação entre estes apresentou valor positivo, quando o esperado seria o contrário.

Observando as séries de desempenho técnico dos indicadores analisados da empresa brasileira, estas mais longas, observou-se significativa melhora nos mesmos, ao longo do tempo. Os valores médios dos indicadores dos anos 1998 a 2003 são superiores aos indicadores de 1988 a 1993 da ordem de 2 a 5 vezes para a mesma empresa. Ao se buscar a razão dessa mudança, é fato conhecido a dificuldade econômico-financeira pela qual passaram as empresas de energia elétrica (e o país também) na segunda metade da década de 80 e início da década de 90. Relatos dos gerentes de manutenção da época informam que devido a restrições financeiras, apenas a manutenção corretiva era realizada.

Este fato sugeriu uma nova linha de abordagem ao problema. Os dados do período de 1988 a 1993 sugerem o desempenho de uma empresa de baixo esforço, representado pelo baixo investimento, e os dados de 2000 a 2003 representam uma empresa de alto esforço. Os dados econômicos da empresa de baixo esforço não são conhecidos, uma vez que as empresas na década de 80 não estavam ajustadas para prestar baixo esforço. Embora dispusessem de recursos humanos e técnicos, encontravam-se contingenciadas econômica e financeiramente, invalidando esses dados para uma análise em condições normais. Dessa forma, os dados da empresa de baixo esforço foram inferidos a partir dos dados da empresa de alto esforço, quando esta realiza manutenções corretivas. Assim, a empresa de baixo esforço foi dimensionada para executar um volume de manutenções corretivas correspondente aos indicadores técnicos do respectivo período, porém com os custos atuais ajustados a uma empresa que deliberadamente decidiu escolher prestar baixo esforço.

### 3.2.1 Levantamento de Dados

Os dados obtidos da empresa Chesf, indicativos do desempenho técnico são apresentados na TABELA 1 e os dados de esforço econômicos são apresentados na TABELA 4.

**TABELA 1 – Indicadores de Desempenho Técnico**

ano	Taxa de falhas equipamentos		Falhas de Sistema		
	Linhas de Transm. Desl/100km.ano	Transformadores (%)	freq	dreq (horas)	ens MWh
1988	1,34	9,70	5,741	4,081	14959
1989	0,74	6,80	2,908	2,333	11515
1990	0,91	4,09	2,617	2,952	15714
1991	1,06	2,98	2,188	3,623	25200
1992	0,78	1,98	1,722	2,423	15691
1993	0,92	2,91	1,193	0,848	4592
1994	0,97	3,05	1,303	1,061	6246
1995	1,28	2,23	1,862	1,749	10133
1996	1,05	1,85	1,887	1,253	7735
1997	1,29	2,20	1,601	1,035	7257
1998	1,10	1,78	1,444	0,717	5348
1999	0,81	1,74	1,255	0,486	3588
2000	0,82	1,44	0,742	0,369	3109
2001	0,60	0,32	0,567	0,222	1772
2002	0,62	0,79	0,785	0,418	3172
2003	0,60	1,07	0,620	0,291	2315

Fonte: Chesf

Os dados de desempenho técnico são:

Linhas de Transmissão – desligamentos por 100 km por ano totais, incluindo falhas transitórias e permanentes;

Transformadores – taxas de desligamento em %, obtida pela razão entre número de falhas em transformadores e o número de unidades instaladas;

Freq – corresponde ao número equivalente de vezes que o sistema total de transmissão da empresa teria sido desligado no ano;

Dreq – corresponde à duração equivalente, em horas por ano, que o sistema de transmissão estaria desligado;

Ens – corresponde à energia não suprida pelo sistema de transmissão por ano, devido a falhas.

Para todos os indicadores referenciados, quanto menor seu valor, melhor será o desempenho técnico do serviço prestado.

Na TABELA 2 são apresentados os tempos de reparo de linhas de transmissão com manutenções corretivas.

**TABELA 2 – Tempos médios de reparo de Linhas de Transmissão**

Níveis de tensão de 500 e 230 kV						
Ano	nº eventos	TTR total (minutos)	Tempo total (min)	km LT	Ttotal/km	TTR/km
1988	16	8768	11040	13701,5	0,8058	0,6399
1989	11	14046	17639	13766	1,2813	1,0203
1990	19	22363	26714	14469,1	1,8463	1,5456
1991	9	6506	8214	14470,6	0,5676	0,4496
1992	22	7713	13328	14477,8	0,9206	0,5327
1993	16	4796	9940	14750,5	0,6739	0,3251
1999	19	6909	10789	16006,8	0,6740	0,4316
2000	14	5252	7304	17168,5	0,4254	0,3059
2001	9	2079	4095	17186,7	0,2383	0,1210
2002	11	2299	4332	17214	0,2517	0,1336
2003	8	1531	4003	17464,3	0,2292	0,0877
2003	9	13771	16243	17464,3	0,9301	0,7885

Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

Onde TTR - Tempo de Reparo Técnico - mede o tempo entre recebimento e devolução à operação da LT em reparo pela equipe manutenção; Tempo Total –mede o tempo que as Linhas de Transmissão ficaram fora de serviço. Corresponde ao tempo de manutenção acrescido do tempo de manobras da operação.

A seguir, na TABELA 3, apresentamos os indicadores de disponibilidade das linhas de transmissão e transformadores, que representam os principais ativos do sistema:

**TABELA 3 – Disponibilidade Equipamentos (%)**

ano	linhas	transformadores
2000	99,59677	99,78943
2001	99,78169	99,88812
2002	99,90298	99,77005
2003	99,89837	99,40748
média	99,7949525	99,71377
desv.Padr.	0,14355	0,21064

Fonte: Chesf



A disponibilidade mede a percentagem do tempo que os equipamentos ficaram disponíveis em operação. O seu complemento, a indisponibilidade, mede o tempo penalizável pelo Principal.

A TABELA 4 a seguir, apresenta os dados econômicos, realizados pela Chesf, no período 1998 a 2003, referenciados a dezembro de 2003 e corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Escolheu-se este indicador, pelo fato dos custos de operação e manutenção apresentarem uma parcela significativa de custo de mão-de-obra, estando esse indicador mais próximo dos aumentos salariais ocorridos no período.

**TABELA 4 – Dados Econômicos da Chesf período 1998-2003**

<b>Investimentos em transmissão da Operação Chesf (milhares R\$ - preços dez/2003)</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	1.146,83	1.289,45	1.769,28	1.097,14	1.721,97	1.645,87
Manutenção	9.445,00	10.867,7	14.541,6	6.791,25	4.832,92	4.020,67
LT		6	2			
Manutenção	7.038,17	9.431,74	9.175,00	7.945,06	7.532,26	5.486,08
SE						
Sistemas	15.778,49	26.235,9	43.960,2	19.803,0	15.685,25	18.414,1
		4	7	7		4
Administração	9.433,57	12.818,6	5.215,12	3.185,57	4.814,64	7.265,51
		2				
Total Investimento	42.842,07	60.643,5	74.661,2	38.822,0	34.587,06	36.832,2
		2	8	9		7

<b>Custeio da Operação e Manut. da Chesf (milhares R\$ - preços dez/2003 IPCA)</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	36.705,36	34.654,28	33.967,95	33.677,16	34.870,14	35.457,07
Manutenção	22.150,69	20.577,89	18.400,88	20.506,53	20.778,52	22.436,28
LT						
Manutenção	31.901,83	34.068,27	31.372,48	31.291,17	32.668,06	34.174,47
SE						
Sistemas	7.715,84	5.090,58	4.396,25	3.306,05	3.732,79	3.855,60
Administração	6.819,31	5.759,65	7.411,34	6.166,63	7.464,53	7.455,34
Total Custeio	105.293,03	100.150,66	95.548,90	94.947,54	99.514,04	103.378,76

<b>Investimento + Operação e Manut. da Chesf (milhares R\$ - preços dez/2003 IPCA)</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total Geral	148.135,09	160.794,17	170.210,19	133.769,62	134.101,10	140.211,03

Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

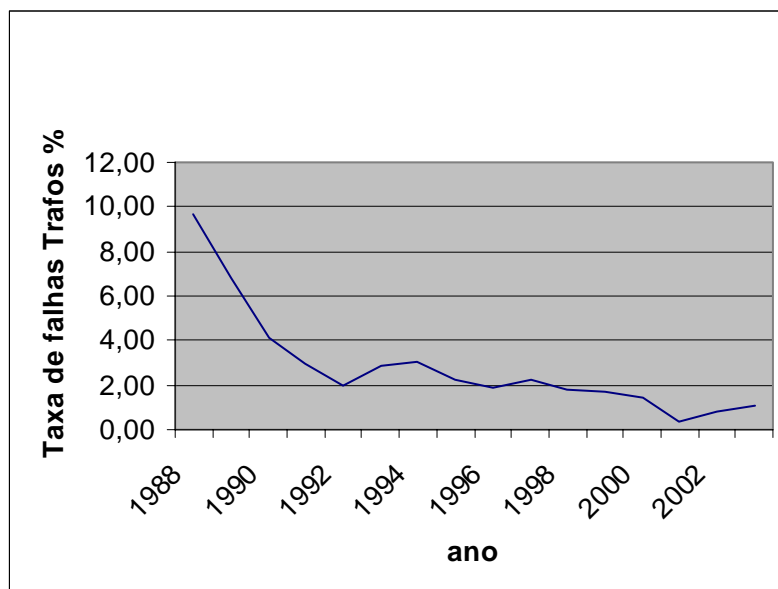
Os dados da TABELA 4 referem-se exclusivamente aos dispêndios com o sistema de transmissão. O item “sistemas” representa os gastos realizados com proteção, automação e telecomunicações. O item “administração”, refere-se exclusivamente aos dispêndios da Diretoria de Operações da empresa.

### 3.2.2 Metodologia Aplicada e Simulação

Os dados de falhas de transformadores apresentam uma melhora acentuada, quando se comparam a média dos primeiros anos com a média dos mais recentes. A relação entre elas é de 5,24 vezes, demonstrando uma variação muito significativa no espaço de tempo de 15 anos. Cabe observar que os

transformadores, por características próprias de construção, são menos expostos a intempéries ambientais, e estão menos sujeitos a falhas que as linhas de transmissão aéreas. Dessa forma, o indicador de desempenho de transformadores melhor reflete o esforço do Agente que as taxas de falhas de linhas de transmissão.

A FIGURA 1 ilustra de forma gráfica as taxas de falha dos transformadores de 1988 a 2003, para os dados da TABELA 1:



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

**FIGURA 1 - Taxas de Falhas de Transformadores (%)**

O comportamento das taxas da FIGURA 1 encontra explicação na realidade econômica-empresarial vivida pela empresa. Ao final dos anos 80, devido à inadimplência generalizada das empresas de distribuição em relação a suas supridoradoras, apenas manutenções corretivas eram feitas. Nesse período as taxas de falha oscilaram entre 9,7% e 4%. No início dos anos 90, foram implantados programas de “Gerência da Qualidade Total”, bem como a retomada dos pagamentos intra-setoriais, com a Lei nº 8.631/93 (Lei Eliseu Resende), as taxas de falha oscilaram entorno de 3%.

No ano de 1999, a ANEEL anunciou sua intenção de penalizar financeiramente as indisponibilidades das instalações, bem como as tarifas de energia foram recuperadas ao final dos anos 90. Os dados econômicos mostram que a empresa reagiu a essa nova realidade, quase duplicou seus investimentos em manutenção nos anos 1999 e 2000, como mostra a TABELA 4, e a partir de então, as taxas de falha se reduziram a um valor médio de 0,9% para o período de 2000 a 2003.

Outros indicadores também mostram melhoras significativas. O TTR/km, Tempo Técnico de Reparo de linhas de transmissão por km, foi reduzido em 4,6 vezes; o FREQ melhorou 4,02 vezes e o DREQ 8,34 vezes. Cabe ressaltar que estes dois últimos indicadores são sistêmicos, isto é, também são influenciados pela expansão das instalações de transmissão, este por decisão do Principal em contratar mais serviços, e não apenas pelos esforços em manter e operar as instalações do Agente.

A análise da série histórica dos indicadores apresentados sugere que as séries de indicadores de desempenho podem ser divididas em dois conjuntos. O período de 1988 a 1993 representa uma empresa com indicadores de baixo desempenho, ou na linguagem do modelo Principal-Agente, uma empresa de baixo esforço, enquanto que o período de 2000 a 2003 representa os indicadores de uma empresa de alto

esforço. Com esse enfoque passamos a formar dois conjuntos de dados, de alto e baixo esforços, de forma a alimentar o modelo Principal-Agente.

No contexto deste trabalho, a empresa hipotética de Baixo Esforço não significa que a mesma tenha uma gestão negligente, mas que a mesma teria decidido deliberadamente praticar baixo esforço dentro da realidade contratual com o Principal. Dessa forma, deve-se adotar apenas os indicadores técnicos de baixo esforço da base de dados, e estimar os gastos desta empresa a partir dos gastos atuais da empresa de alto esforço, quando esta realiza as mesmas atividades.

Dessa forma, a empresa de baixo esforço teria optado por fazer apenas manutenção corretiva. Com essa premissa, foram calculados fatores de escala para estimar seus custos. Os fatores de escala são formados pelo produto entre o índice de participação dos gastos da empresa de Alto Esforço em tarefas similares, multiplicados pelos indicadores técnicos da empresa de baixo esforço.

Para os gastos em manutenção, considerou-se o percentual de manutenção corretiva em linhas de transmissão e em subestações da empresa, multiplicados pelas respectivas relações de indicadores técnicos. Para os gastos em operação, estimou-se que esses poderiam ser reduzidos a 50%, intensificando a automação de seus processos. Quanto aos gastos de administração, adotou-se um fator que é a média dos fatores de manutenção de linhas, de subestações e de operação.

A TABELA 8, a seguir, apresenta os dados econômicos da Empresa de Baixo Desempenho, obtidos com o procedimento acima descrito.

**TABELA 8 – Dados econômicos da Empresa de Baixo Desempenho**

<b>Investimentos em transmissão</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	573	644,72	884,64	548,57	860,98	822,93
Manut. LT	4.722	5.433,8	7.270	3.395	2.416	2.010
Manut. SE	11.408	17.833	26.567	13.874	11.608	11.950
Administ.	4.716	6.409	2.607	1.592	2.407	3.632
Total Inv.	21.421	30.321	37.330	19.411	17.293	18.416

<b>Custeio da Operação e Manutenção</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	18.352,68	17.327,14	16.983,98	16.838,58	17.435,07	17.728,53
Manut. LT	14.772,21	13.723,31	12.271,47	13.675,72	13.857,11	14.962,66
Manut. SE	10.154,62	10.037,02	9.168,08	8.867,80	9.330,10	9.747,70
Administ.	3.235,10	2.732,40	3.515,97	2.925,47	3.541,20	3.536,84
Total Custeio	46.514,61	43.819,86	41.939,49	42.307,57	44.163,48	45.975,73

<b>Investimento + Operação e Manutenção</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total Geral	67.935,64	74.141,62	79.270,14	61.718,62	61.457,01	64.391,87

Fonte: Elaboração própria

### 3.3 Composição dos Dados para as Empresas de Alto Desempenho e Baixo Desempenho

Neste item abordaremos a formação dos dados que alimentarão o modelo proposto, em que utilizaremos “a” como para indicar um dado relativo ao Agente tipo Alto Esforço, e “b” para aquele Baixo Esforço.

#### 3.3.1 Custos de Operação e Manutenção – O&M

Os valores relativos aos custos de operação, manutenção, administração e investimentos na operação apresentados na TABELA 10 foram obtidos a partir da TABELA 4, para a empresa de alto desempenho, e TABELA 9, para a de baixo desempenho.

**TABELA 10 – Manutenção – em R\$ milhões/ano**

	<b>Valor médio</b>	<b>desvpad</b>	<b>var</b>
O&Mpa	140,330		
O&Mpb	44,725		
Mca	7,540	3,1406	9,8631
Mcb	23,428	1,4702	2,1614

Fonte: Elaboração própria

O&Mpa – representa os custos de operação, administração, e manutenção programada do agente de alto esforço; O&Mpb - representa os custos de operação e administração do agente de baixo esforço. Por premissa, este agente não realiza manutenção programada; Mca – representa os custos de manutenção corretiva do agente de alto esforço; Mcb - representa os custos de manutenção corretiva do agente de baixo esforço.

#### 3.3.2 Duração dos Desligamentos Programados e Não-Programados

Os tempos de desligamentos apresentados na TABELA 11, estão divididos em desligamentos programados – Dp, e desligamentos não-programados - Do, de responsabilidade do agente. Ambos representam a soma dos desligamentos da respectiva classe realizados durante um ano.

**TABELA 11 – Duração da Indisponibilidade – base anual**

	<b>Valor médio</b>	<b>desvpad</b>	<b>var</b>
<b>Dpa</b>	0,00014311	0,0001053	1,109E-08
<b>Dpb</b>	0	0	0
<b>Doa</b>	0,00233461	0,0008737	7,634E-07
<b>Dob</b>	0,00998093	0,0037136	1,379E-05

Fonte: Elaboração própria

Para o agente de baixo esforço, a ponderação de linhas e transformadores ainda foi multiplicada pelos respectivos fatores de desempenho do agente tipo b. Esses fatores foram 5,24 para transformadores (correspondendo ao aumento de taxa de falhas de transformadores para o agente tipo b, uma vez que não dispomos da duração) e 3,55 para linhas (relativo ao aumento da duração total da indisponibilidade de falhas, incluindo os tempos para realização de manutenção corretiva e de operação).

### 3.3.3 A Correlação Entre Parcela Variável e Manutenção Corretiva

Pela falta de dados que permitam calcular a correlação entre a parcela variável - PV e a manutenção corretiva - Mc, esta foi estimada de forma intuitiva, a partir do conceito de cada variável. A parcela variável somente ocorre quando há um desligamento dos equipamentos. Da mesma forma, a grande maioria das manutenções corretivas ocorrem devido ao desligamento dos equipamentos. Portanto, há simultaneidade entre essas duas variáveis. O montante das duas cresce com a duração do evento, pois quanto mais longa for a intervenção, maior será o gasto da manutenção corretiva com equipes e máquinas. Idem para a PV. Dessa forma, é razoável supor que a correlação entre essas duas variáveis é alta e positiva. No caso adotamos 0,9.

A fim de testar o efeito da premissa de assumir a correlação entre PV e Mc em 0,9, realizou-se uma análise de sensibilidade a esse parâmetro, variando entre 0,3 e 0,9, correspondendo a uma variação de 67% em relação ao parâmetro adotado. Obteve-se uma variação em Ko de 3,5%, mantendo-se todos os demais dados constantes e  $K_p = 1$ .

### 3.3.4 A correlação entre Duração de Desligamentos Programados e Não -Programados

Os indicadores técnicos mostraram que estas duas variáveis atuam em direção contrária. Todavia, desde que a ANEEL divulgou sua intenção de aplicar penalidades a desligamentos para manutenção, as técnicas para efetuar essas tarefas sem desligar os equipamentos evoluíram significativamente na empresa de alto esforço, de tal forma que na atualidade, poucas intervenções de manutenção preventiva requerem o desligamento dos mesmos. Dessa forma é razoável supor que a correlação entre Dpa e Doa, embora negativa, não deve ser um valor elevado, sendo razoável assumir -0,6 como correlação máxima.

Da mesma forma que no caso da correlação entre PV e Mc, realizou-se um teste da premissa de assumir a correlação entre Dpa e Doa em -0,6. A análise de sensibilidade a esse parâmetro, variando entre -0,8 e -0,2, correspondendo a uma variação de 100% em relação ao parâmetro adotado. Obteve-se uma variação em Ko de 0,08%, mantendo-se todas os demais dados constantes e  $K_p = 1$ . Isso mostra pequena sensibilidade do modelo ao parâmetro, e portanto podemos validar a premissa.

Concluindo, verificou-se que os dados disponíveis para relacionar esforço do concessionário de transmissão, representado pelo seu gasto em manutenção e o desempenho de suas instalações, são insuficientes para construir uma curva contínua, que permitisse simular seu esforço ao longo de um intervalo significativo. Analisando os dados obtidos e o histórico da empresa, podem-se identificar dois períodos de desempenho técnico bom e outro ruim, que podem permitir o prosseguimento do estudo limitado a dois estados. Para o período de desempenho bom, os dados são completos, isto é, dispomos de indicadores de desempenho técnico e de esforço econômico realizado pela empresa. Para o período de desempenho ruim, a empresa se encontrava desajustada, razão pela qual preferiu-se estimar dados para uma empresa que deliberadamente optasse por ofertar um serviço de baixo desempenho. Com os dados disponíveis e as estimativas realizadas, dispõe-se da base de informações suficiente para analisar as relações da ANEEL com concessionários de transmissão, à luz da Teoria do Principal-Agente, apresentada no próximo item.

### 3.3.5 Aplicação do Modelo Principal-Agente aos Contratos de Transmissão

Os agentes atuam num mercado competitivo apenas no momento da licitação por novas concessões de transmissão, sendo vencedor aquele que, na licitação, propor o menor preço para prestar o serviço (Receita Anual Permitida -RAP). Esse preço permanece fixo nos primeiros 15 anos, e reduz-se à metade pelo restante do período da concessão (30 anos a partir da assinatura do contrato de concessão), não havendo previsão de revisão de preço, apenas reajuste monetário.

A outra modalidade de se expandir o sistema ocorre mediante autorização da ANEEL. Neste caso não há competição entre agentes, mas o agente deve apresentar o projeto com o orçamento aberto em equipamentos, serviços, custos administrativos, etc, permitindo que a Agência glose valores que excedam seus valores padrão. Além do mais, ela dispõe de dados do ambiente competitivo, obtidos a partir dos leilões de novas concessões pelos quais pode se orientar.

Como a ANEEL é dotada de recursos para fiscalizar os agentes, temos duas hipóteses a considerar:

**Hipótese 1** – a fiscalização é efetiva e, juntamente com a supervisão do sistema pelo ONS, assegura plena observabilidade do esforço do Agente → a teoria econômica recomenda que o Principal assegure plenamente o Agente;

**Hipótese 2** – a fiscalização permanente da ANEEL, juntamente com a supervisão do ONS, teriam um custo muito elevado para serem eficazes (eliminar a assimetria de informação), dada a extensão da rede do sistema de transmissão interligado nacional. Dessa forma, a fiscalização exercida pela ANEEL, realizada periodicamente, teria caráter complementar → a teoria indica a necessidade do Principal adotar restrições de compatibilidade de incentivos e de participação para alcançar a eficiência econômica. Como a Agência adotou a PV, conclui-se que na sua análise, esta hipótese é a escolhida.

Nesse contexto, a Agência buscará maximizar seu benefício, no caso, representado pela disponibilidade das instalações de transmissão, menos o custo, ou seja, a receita paga aos agentes. O Principal – no caso a ANEEL – pode ser caracterizada como monopolista, uma vez que no mercado brasileiro, ela é a única agência que contrata ou autoriza serviços de transmissão. A sua função utilidade pode ser representada a partir da ótica do consumidor e do interesse público, dos quais ela é a representante neste contrato. Sua utilidade será medida a partir da disponibilidade das instalações de transmissão menos o custo de dispor desses serviços.

Assim, a Agência oferecerá um contrato que maximize sua função objetivo e atenda as seguintes condições:

Função objetivo da Agência:

$$U = D - \text{RAP} + \text{PV}$$

$$E[u(w)] \geq \bar{u}$$

função utilidade do Principal;

Restrição de participação;

$$E[u(w_a)] \geq E[u(w_b)]$$

Restrição de incentivo.

onde  $D$  é o benefício social devido a disponibilidade das instalações em serviço,  $\bar{u}$  é a utilidade reserva do Agente,  $E[u(w)]$  é a utilidade esperada do Agente,  $O\&M$  são os gastos em operação e manutenção,  $PV$  é a parcela variável, e  $a, b$  representa alto/baixo esforço do agente de transmissão.

Do lado do agente, o mesmo buscará maximizar a sua função utilidade, escolhendo se ele empregará, alto esforço - a, ou baixo esforço - b.

A seguir, passa-se a analisar as restrições de participação e de incentivo do contrato. A restrição de participação só é ativa para concessões novas, no momento do Leilão das Concessões, quando o valor da RAP oferecido deve ser tal que atraia os participantes, do contrário o leilão será vazio. Como o custo de saída é muito alto, essa restrição não estará ativa nas demais situações, inclusive para os concessionários já instalados. A restrição de incentivo deverá estar ativa por todo o período da concessão, uma vez que o agente, ao buscar maximizar sua função utilidade, estará na realidade minimizando seus custos operacionais e de penalidades contratuais ( $O\&M + PV$ ), já que o valor de RAP é fixo por contrato.

A restrição de incentivo, é dada por  $E[u(w_a)] \geq E[u(w_b)]$ . Substituindo os termos e realizando alguns cálculos, obtém-se:

$$r\left(\overline{w_a} - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right) \geq r\left(\overline{w_b} - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right).$$

Substituindo a riqueza pelo fluxo, simplificando e reagrupando os termos, obtém-se:

$$\begin{aligned} & \overline{PVb} - \overline{PVa} + r_B \left( \frac{\text{Var}(O \& Mb) + \text{Var}(PVb) + 2\text{cov}(O \& Mb, PVb)}{2} \right) - \\ & - r_A \left( \frac{\text{Var}(O \& Ma) + \text{Var}(PVa) + 2\text{cov}(O \& Ma, PVa)}{2} \right) \geq \overline{O \& Mpa} - \overline{O \& Mpb} + \overline{Mca} - \overline{Mcb} \end{aligned}$$

Equação 2

Ou seja, a penalidade imposta pelo Principal ao Agente, através do contrato, deve ser tal que a diferença dos valores das penalidades entre as situações de desempenho de baixo esforço e alto esforço, seja igual ou superior à redução de custos operacionais e de manutenção que o Agente obterá se praticasse baixo esforço ao invés de alto esforço.

Como se deseja analisar o ajuste dos parâmetros  $K_p$  e  $K_o$ , formadores da PV, a equação 2 deve ser expandida de forma a que esses parâmetros sejam explicitados. Substituindo a fórmula da PV na equação 2, desconsiderando a variância da duração da manutenção programada, reagrupando os fatores, e escrevendo em bases anuais, obtém-se a equação 3 a seguir:

$$\begin{aligned} & \overline{O \& Mpa} - \overline{O \& Mpb} + \overline{Mca} - \overline{Mcb} \leq RAP \left[ K_o \left( \overline{Dob} - \overline{Doa} \right) + K_p \left( \overline{Dpb} - \overline{Dpa} \right) \right] + \\ & \left[ \frac{r_b}{2} \left[ \text{Var}(Mcb) + RAP^2 \left[ K_o^2 \text{Var}(Dob) + K_p^2 \text{Var}(Dpb) + 2K_o K_p \text{corr}(Dob, Dpb) \sigma_{Dob} \sigma_{Dpb} \right] \right. \right. \\ & \left. \left. + 2RAP * \text{corr}(Mcb, PVb) \sigma_{Mcb} * \left( \frac{\sum_{i=1}^n \left[ K_o^2 (Dobi - \overline{Dob})^2 + K_p^2 (Dpbi - \overline{Dpb})^2 \right]}{n-1} \right)^{1/2} \right] \right] - \\ & \left[ \frac{r_a}{2} \left[ \text{Var}(Mca) + RAP^2 \left[ K_o^2 \text{Var}(Doa) + K_p^2 \text{Var}(Dpa) + 2K_p K_o \text{corr}(Doa, Dpa) \sigma_{Doa} \sigma_{Dpa} \right] \right. \right. \\ & \left. \left. + 2RAP * \text{corr}(Mca, PVa) \sigma_{Mca} * \left( \frac{\sum_{i=1}^n \left[ K_o^2 (Doai - \overline{Doa})^2 + K_p^2 (Dpai - \overline{Dpa})^2 \right]}{n-1} \right)^{1/2} \right] \right] \end{aligned}$$

Equação 3

Na equação 3,  $K_p$  e  $K_o$  são as variáveis que se deseja ajustar de forma que a restrição de incentivo seja a menor possível, uma vez que a mesma representa uma ineficiência econômica devido a assimetria de informação. Assim, o ponto ótimo será dado pelo conjunto de pares  $K_p$  e  $K_o$  que satisfaçam a condição de igualdade da equação em análise. Como se dispõe de apenas uma equação para duas variáveis, pode-se arbitrar uma e encontrar a outra.

Como  $K_p$  representa o multiplicador do tempo de desligamento programado pelo Agente para realizar manutenção programada, é razoável propor que durante esse período de indisponibilidade o Agente deixe de receber sua receita, por se encontrar fora de serviço, ou seja,  $K_p = 1$ . Dessa forma, a equação 3 pode ser resolvida para  $K_o$ . Este parâmetro representa a duração de todos os desligamentos não programados de responsabilidade do Agente. Quanto maior for o empenho do Agente em manter suas instalações, menor será a indisponibilidade não programada, tal como desejado pelo Principal. As simulações da equação 3 foram realizadas utilizando a rotina “atingir meta” do programa Excel da Microsoft.

### 3.3.6 Resultados para Parâmetros $K_p$ e $K_o$ em Uso

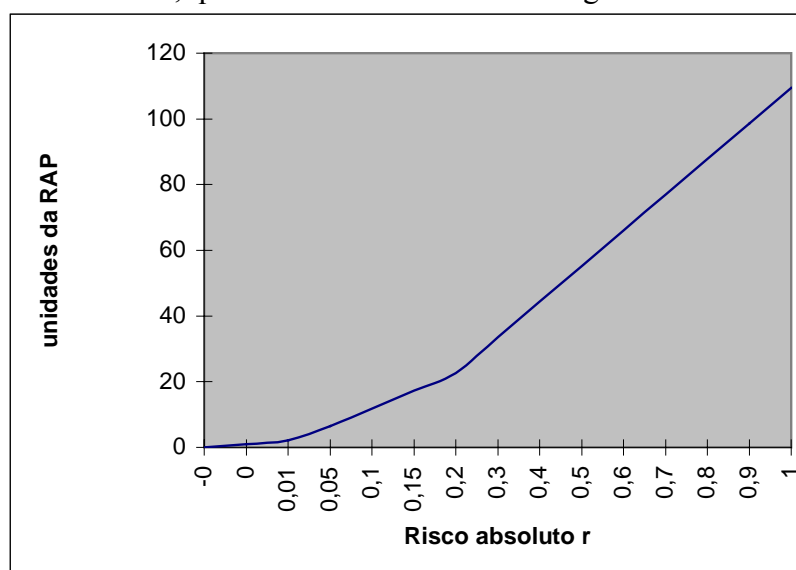
Atualmente o Principal adota os parâmetros  $K_o = 150$  e  $K_p = 10$ . Para avaliar a escolha atual de parâmetros  $K_o$  e  $K_p$ , realizou-se uma simulação assumindo que as empresas de alto e baixo esforço teriam a mesma aversão a risco, e variando-se o valor do risco, assumindo  $r_a = r_b$ . Os resultados encontrados estão apresentados na TABELA 12 e plotados na FIGURA 7, onde a ordenada está em unidades de RAP e a abscissa em unidades de aversão ao risco.

**TABELA 12 – Excedente de Penalidade**

Risco	0,009	0	0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1	0,8	0,9	1
unidades de RAP	0	1	2,1	6,4	12	17	23	34	44	55	66	77	88	99	110

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que a penalidade excede significativamente a recomendação da Teoria de Incentivos para se obter eficiência econômica, no que se refere a valores positivos de  $r$ . Os valores de  $K_p$  e  $K_o$  estariam adequados na hipótese do Agente ser propenso ao risco e apresentar  $r = -0,09$ . No caso do Agente ser neutro a risco ( $r = 0$ ), a ineficiência econômica pode atingir 1 RAP. Para agentes com medidas de aversão ao risco positivas, a ineficiência econômica cresce rápida e sistematicamente com o aumento de  $r$ , atingindo 109,5 vezes o valor da RAP, quando a aversão ao risco do agente assume o valor unitário.



Fonte: Elaboração própria

**FIGURA 7 - Excedente de penalização vs Aversão a risco**

### 3.3.7 Simulações para Busca dos Parâmetros $K_p$ e $K_o$ Ótimos

O parâmetro  $K_p$  foi sempre mantido igual a 1, por equivaler à suspensão do pagamento quando a instalação estiver fora de serviço para manutenção programada. Assumir  $K_p$  nulo significaria retirar o incentivo a minimizar o tempo de interrupção ou ao abandono das técnicas de manutenção com equipamentos energizados. Inicialmente foram realizadas simulações com  $r_a = r_b$ . Esta situação reproduz a situação de um mesmo agente praticando alto ou baixo esforço. Do ponto de vista do Principal, esse seria um dos principais resultados, uma vez que indica o valor de  $K_o$  a ser adotado se fosse conhecido o

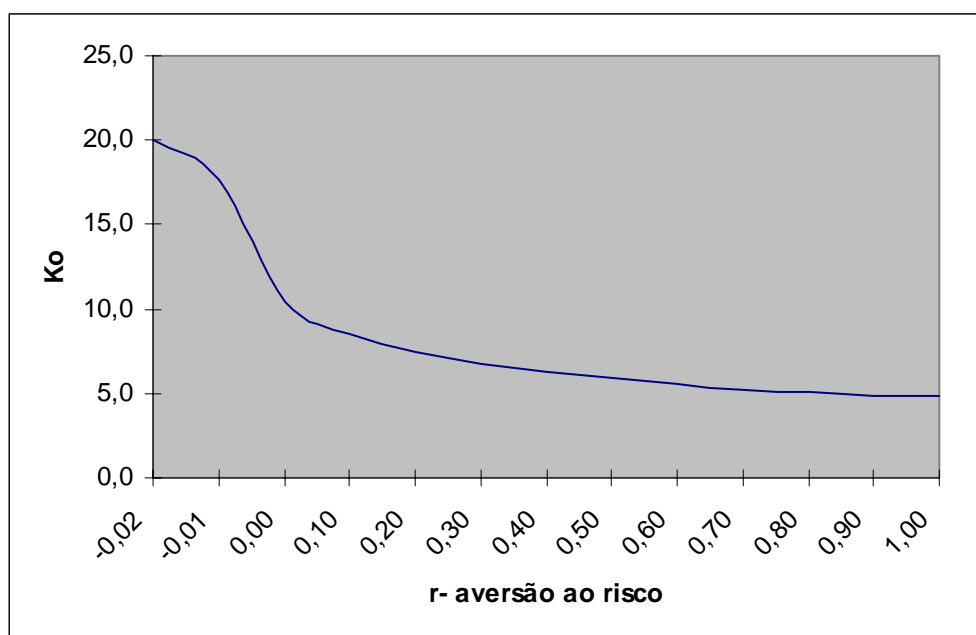


valor da medida  $r$  de aversão a risco dos Agentes prestadores de serviço. A TABELA 13 apresenta o resultado encontrado. Verifica-se que ao aumentar a aversão ao risco dos agentes, diminui o fator de penalidade ótimo –  $K_0$ , conforme esperado. Note-se o elevado incremento do fator  $K_0$  quando a aversão ao risco se torna negativa, isto é, para agentes propensos ao risco.

**TABELA 13 – Fator de Penalidade Ótimo em Função da Aversão ao Risco.**

$r$	-	-	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1	1
	0,02	0,01											
$K_0$	20,1	17,6	11	8,6	7,5	6,8	6,3	5,9	5,5	5,3	5	5	4,9

Fonte: Elaboração própria



Fonte: Elaboração própria

**FIGURA 8 - Fator de Penalidade vs Risco**

Na seqüência foram realizadas simulações, variando-se os valores da medida de aversão a risco do agente de alto esforço e de baixo esforço. O risco do agente de alto esforço foi simulado com os valores de 0; 0,25; 0,50; 0,75 e 1. O risco do agente de baixo esforço foi variado entre  $-0,02$  e 1. A TABELA 14 apresenta o resultado do valor de  $K_0$  para as simulações efetuadas, e a FIGURA 9 mostra o gráfico correspondente, considerando apenas medidas de aversão ao risco no intervalo  $(0,1)$ .

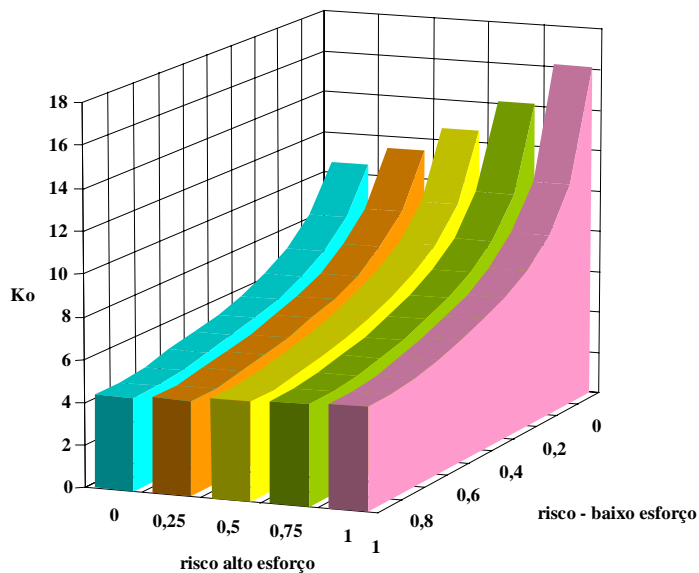
**TABELA 14 – Estimação de  $K_0$  em Função da Aversão ao Risco para 2 Agentes**

$r_b$	$R_a$				
	$r_a=0$	$r_a=0,2$	$r_a=0,5$	$r_a=0,7$	$r_a=1,0$
		5	0	5	
-0,02	20,7	nc	nc	nc	nc
-0,01	17,8	26,8	nc	nc	nc
0	10,5	11,4	12,6	14,1	16,1
0,1	8,4	8,9	9,4	10,1	10,8
0,2	7,2	7,6	7,9	8,3	8,8
0,3	6,5	6,7	7,0	7,3	7,6
0,4	5,9	6,1	6,4	6,6	6,8

0,5	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3
0,6	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8
0,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4
0,8	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1
0,9	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9
1	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9

Fonte: Elaboração própria

Na TABELA 14, observam-se alguns pontos com valores de  $rb$  negativos e  $ra$  superior a 0,25 onde o processo numérico da rotina “atingir meta” do programa Excel não convergiu para um valor. Nos pontos onde houve convergência numérica da rotina “atingir meta” nota-se um crescimento elevado do fator  $Ko$ , fazendo supor seja esse o motivo da não convergência numérica. Nas demais combinações de pontos, foram encontrados valores satisfatórios de convergência para  $Ko$ . Para melhor visualização do segmento que considera agentes com aversão ao risco, apresentamos a FIGURA 9, na qual podemos observar o comportamento dos valores ótimos de  $Ko$ , considerando  $Kp$  unitário.



Fonte: Elaboração própria

### FIGURA 9 - Estimação do $Ko$ Ótimo em Função da Aversão ao Risco

A presença de dois agentes, com medidas de aversão ao risco diferentes, mantém o princípio básico pelo qual o principal deve assegurar o agente averso ao risco. Isso pode ser observado pela redução do fator  $Ko$  quando se aumenta a aversão ao risco.

Outras constatações a partir dos resultados encontrados são:

- O fator de penalidades  $Ko$  ótimo é mais sensível à variação da aversão ao risco do agente de baixo esforço. De fato, para uma variação unitária de  $rb$ ,  $Ko$  teve uma variação de 11,6, enquanto que para igual variação de  $ra$ ,  $Ko$  varia no máximo 5,6.
- Mantido fixo o valor de aversão ao risco do agente de baixo esforço, verifica-se que  $Ko$  ótimo aumenta com o aumento de  $ra$ . Isso, aparentemente seria contrário ao esperado. Observando a equação 3,  $ra$  é precedido de um sinal negativo, implicando em  $Ko$  ter que aumentar para equilibrar o termo direito da equação. Isso poderia ser interpretado como a

necessidade de uma penalidade maior para compensar o fato do agente de baixo esforço ter menor aversão ao risco que ao agente de alto esforço.

## RESULTADOS

As simulações realizadas para os parâmetros  $K_p$  e  $K_o$  atualmente em uso pela ANEEL para novas concessões de transmissão, iguais a 10 e 150 respectivamente, excedem os valores ótimos para todos os agentes neutros ou aversos a risco. Mostrou-se adequada para agentes propensos ao risco, com medida Arrow-Pratt de aversão a risco da ordem de  $-0,09$ .

Para Agentes aversos a risco, com medidas Arrow-Pratt de aversão ao risco variando no intervalo  $(0,1)$ , a restrição de incentivo do modelo Principal-Agente indica que os valores ótimos para  $K_o$  variam entre os extremos de 18, para agentes neutro ao risco, reduzindo-se para o mínimo de 4,4, para os agentes de maior aversão ao risco.

Dada a natureza do negócio de transmissão, com grande investimento inicial e longo prazo para recuperação do capital, trata-se de uma atividade que deve atrair empresários que trabalhem com horizontes de longo prazo e, portanto o perfil de maior aversão a risco deve ser predominante. Dessa forma, parece ser razoável que o Principal possa descartar a hipótese de encontrar agentes propensos ao risco entre os Agentes dispostos a atuar no ramo de concessionário de serviços de transmissão, o que permitiria reduzir significativamente os valores de  $K_o$  e  $K_p$  atualmente adotados. Com essa medida seria aumentada a eficiência econômica da sociedade brasileira, ao se reduzir os custos de agência que resultaria, num segundo momento, na redução das tarifas de transmissão.

Com as informações obtidas até então, pode-se tentar responder se é correto ou não a ANEEL adotar incentivos via PV. A resposta, com base na Teoria de Incentivos e nos resultados encontrados, é positiva. As evidências da melhoria dos indicadores apontam que se trata de um procedimento que estimula a melhoria do desempenho das instalações. No entanto, as simulações efetuadas indicam que os valores de  $K_p$  e  $K_o$  adotados são muito elevados, aumentando significativamente o **custo de agência**, em detrimento da eficiência econômica. Portanto, a regra pode ser aperfeiçoada, mas não abandonada.

## NOTAS CONCLUSIVAS

A principal conclusão obtida com a modelagem realizada é de que, apesar das limitações da base de dados e das simplificações realizadas, para se obter os valores ótimos dos parâmetros que induzem o Agente a prestar alto esforço, os valores para  $K_o$  e  $K_p$  podem ser estabelecidos em patamares menores que os atualmente adotados, com maior eficiência econômica. A definição do valor mais adequado depende da aversão ao risco dos agentes, contudo, pode-se dizer que pelas características do negócio de transmissão de energia elétrica, com grande investimento inicial e longo prazo para amortização, esses devem ser aversos ao risco. Além disso, pode-se observar que fundamentar-se na estrutura do modelo Principal-Agente permite que se desenhe contratos *incentive-based*.

Por fim, ressalte-se que esta modelagem pode ser aperfeiçoada, em especial na base de dados para a estimação da Parcela Variável, e das relações entre as variáveis envolvidas, com foco naquelas que permitem relacionar esforço do agente e desempenho técnico:

- Os dados utilizados foram de uma única empresa, que apesar de ser a maior em quantidade de instalações, seria conveniente incorporar dados de outras empresas e estender o período de observação de esforço econômico e desempenho técnico;
- Estudar o efeito do meio ambiente sobre o esforço de um concessionário também contribuirá para o aprofundamento deste tema. Um tratamento dos dados que permita

retirar o efeito do meio ambiente, em especial para linhas de transmissão, poderia melhorar a precisão dos resultados.

- Quanto ao cálculo das penalidades, poderia ser incorporado um modelo similar ao desenvolvido por TONDELLO (2001), porém ampliado para contemplar transformadores, bem como incluir na base de dados, o esforço econômico do agente.

O comportamento dos agentes frente ao risco também carece de investigação, uma vez que seu conhecimento mais profundo permitiria uma escolha mais precisa dos fatores de penalização:

- Conduzir um estudo da medida de aversão ao risco dos concessionários, bem como da melhor função para representá-lo poderia contribuir neste tema, uma vez que pouco se publicou sobre esse assunto;
- Seria conveniente explorar o efeito dos limites de desconto da PV adotados pela ANEEL, bem como a hipótese de se adotar bonificações por desempenho, ao invés de apenas descontos, uma vez que há publicações que indicam a premiação ser mais efetiva que o castigo VARIAN (1992).

A experiência positiva da aplicação deste modelo ao serviço de transmissão de energia elétrica, também sugere que possa ser pesquisada sua aplicação à área de geração, em especial para os contratos das novas usinas a serem licitadas pelo poder concedente, dentro do novo marco regulatório adotado em 2004.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRATE/ABDIB. **Adequação da Metodologia da Parcela Variável** – Relatório e Carta ABRATE CT-102/2003 de 10 de setembro de 2003 encaminhados à ANEEL.
- COOPERS & LYBRAND. **RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Projeto da Secretaria Nacional de Energia do Ministério das Minas e Energia, Relatório Final, editado em CD pelo Ministério das Minas e Energia, 1998.
- HUNT, S., SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. Livro, Chichester: John Wiley & Sons, 1996.
- LAFFONT, Jean-Jacques, TIROLE, Jean. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. Livro, The MIT Press, Cambridge Massachusetts, 3ª impressão, 1998.
- LAFFONT, Jean-Jacques, MARTIMORT, David. **The Theory of Incentives – The Principal – Agent Model**. Livro, Princeton University Press, 2002.
- MEDEIROS, R. A., **O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. 1993. 217f. Dissertação (Mestrado em Ciências Engenharia Nuclear e Planejamento Energético – COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Agosto/1993.
- PINTO, M. S. L. **A Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos sobre a Transmissão de Energia da Chesf na Visão de seus Stakeholders**. 2001. 173f. Dissertação (Mestrado em Administração), Universidade Federal de Pernambuco: Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Recife, Janeiro/2002.
- SILVA, E. - **Definição dos Indicadores de Desempenho da Transmissão** - Projeto ANEEL/UFSC – Regulação do Serviço de Transmissão– Relatório- Dez/2000.
- SOARES, R. A. **Avaliação Econômica de uma Empresa de Transmissão**. 2002. 78f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, setembro/2002.
- TONDELLO, C. J., **Uma Metodologia para Gerenciamento do Risco de Empresas de Transmissão**. 2001. 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Julho/2001.
- VARIAN, Hal R., **Microeconomic Analysis**. Livro, University of Michigan, 3ª edição, W.W. Norton & Company, 1992.