

Custos Marginais de Desenvolvimento de Redes Integrados aos Sistemas de Gestão Empresarial

Sergio Murilo de Oliveira¹, J. C. O. Aires², Francisco Aboud Perera², Leonardo Nascimento³, Marco Antonio P. Delgado⁵, H. O. Henriques³, Reinaldo Castro Souza⁴

Resumo: Esse artigo apresenta os resultados obtidos com o desenvolvimento de um simulador de custos de desenvolvimento de redes de distribuição baseados na metodologia econométrica "Lei de Desenvolvimento de Quantidade de Obras - LDQO" integrado aos sistemas corporativos de gestão da distribuição (SGD) e dos sistemas de acompanhamento custo (SAP). O projeto foi motivado pelo aumento das aplicações que viabilizam economicamente a obtenção dos agregados físicos necessários à aplicação da LDQO. Por isso optou-se por reavaliar sua retomada em complemento a metodologia dos Custos Incrementais Médios de Longo Prazo-CIMLP. Essa última, com menor exigência de dados, porém com menor precisão para a simulações em BT e em MT.

Palavras-chave: custos marginais, tarifa de distribuição, revisão tarifaria

I. INTRODUÇÃO

No contexto do setor elétrico de distribuição, os custos marginais representam o custo decorrente do incremento (ou decremento) de uma unidade a mais (ou a menos) de demanda. Normalmente, é expresso em \$/kW (unidade monetária/unidade de potência). No Brasil, também se habituou calcular este parâmetro em termos de unidade de consumo, ou seja, \$/kWh (unidade monetária/unidade de energia).

Quando a análise considera que a capacidade do sistema mantém-se inalterada (pressuposição de constância na dimensionalidade das instalações), alterando-se tão somente os custos variáveis (basicamente relacionados à operação e manutenção do sistema) caracteriza-se uma abordagem à curto prazo.

II. CONCEITUAÇÃO DO CUSTO MARGINAL

¹Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

Este artigo é resultado do P&D LIGHT - 04/ 2005 - Custos Marginais de Desenvolvimento de Redes Integrados aos Sistemas de Gestão Empresarial

[1] LIGHT, [2] IEPUC, [3] UFF, [3] PUC-Rio, [5] Mayer Consultoria

O conceito do primeiro parágrafo de que o custo marginal é o custo adicional incorrido na produção de uma unidade suplementar é incompleto e impreciso. Não se trata de qualquer incremento de custo para satisfazer a produção dessa unidade adicional, mas do menor incremento de custo.

Imaginando-se inicialmente que as restrições do problema de produção correspondem unicamente ao atendimento a demanda, o problema da busca da solução ótima de fornecimento pode ser escrito como [12]:

$$\begin{aligned} \text{Min } c x & & (2.1) \\ \text{s/a} & \\ Ax \geq d & \\ x \leq b & \end{aligned}$$

onde

$Ax \geq d$ são as restrições de atendimento à demanda e b são os limites nos recursos disponíveis.

Aplicando-se a igualdade primal-dual (3) ao problema (2.1) chega-se a

$$cx^* = \pi_d^* d \quad (2.2)$$

onde π_d^* é o multiplicador dual associado à restrição da demanda e expressa portanto o seu custo marginal.

A igualdade (2.2) sintetiza o conceito da tarifação a custo marginal: em um sistema economicamente adaptado - isto é, no ponto ótimo - se a demanda é tarifada ao seu custo marginal, todo o custo de produção cx^* é recuperado através da receita $\pi_d^* d$. É importante lembrar que os custos marginais foram obtidos a partir da minimização dos custos de produção, garantindo portanto ao consumidor a menor tarifa e ao produtor/distribuidor os menores gastos.

A seguir são apresentadas e discutidas as metodologias empregadas, no Brasil, para o cálculo dos custos marginais de distribuição, com ênfase na LDQO - Lei de Desenvolvimento das Quantidades de Obras. Esta metodologia vem sendo utilizada no setor elétrico brasileiro desde meados da década de 80, quando a Eletrobrás, no intuito de desenvolver uma estrutura tarifária baseada nos custos marginais de fornecimento, absorveu tecnologia da Electricité de France - EDF, concessionária francesa contratada naquela ocasião para desenvolver estudos e propor uma metodologia.

III. CUSTOS MARGINAIS DE DESENVOLVIMENTO DE REDES OU CUSTOS MARGINAIS DE POTÊNCIA

II.1 Classificação das Redes

No sistema elétrico, o transporte da energia das usinas até os consumidores finais faz-se mediante o emprego de redes com funções diferentes.

Nos níveis mais altos do sistema, o que corresponde ao nível tarifário A0 (750, 500, 440 e 345 kV) e nos trechos de linhas que levam a energia das usinas até estes níveis, as redes tem função de interconexão entre as usinas e transporte pesado de energia.

As redes que levam energia até os centros de distribuição tem função de repartir a energia gerada conforme o consumo de cada centro de carga: são chamadas, por isso, de redes de repartição. São deste tipo as redes dos níveis tarifários A1 (230 kV), A2 (80 a 138 kV), A3 (69 kV) e A3a (30 a 44 kV).

Após as redes de repartição entregarem a energia aos centros de carga, o fornecimento aos consumidores finais restantes é feito pelas redes de distribuição, que tem assim uma função equivalente ao varejo no comércio. Redes de distribuição são as dos níveis A4 (25 a 2,3 kV) e B (tensões inferiores a 2,3 kV).

Exceções a essas regras podem existir, dependendo da região e empresa. Por exemplo, redes do nível A3 podem ter mais função de distribuição do que repartição.

II.2 Levantamento dos Custos Marginais

Conforme a função das redes, seus custos de desenvolvimento são calculados de maneira diferente.

Nas redes de intercâmbio e transporte pesado, a obras são de longa maturação e elevado grau de indivisibilidade, o que torna impraticável uma análise marginalista estrita dos acréscimos das redes. Devido a isto, a análise leva em conta os acréscimos individuais de cada rede, de uma forma incremental finita, e não infinitesimal (marginal). Por isso, o modelo se chame de Custo Incremental de Longo Prazo (CIMLP).

Avalia-se, ano a ano, a razão entre o investimento para as obras escalonadas e as demandas atendidas por elas. Permanecendo a referida razão constante no decorrer do tempo, a média destes custos anuais (em R\$/kWano), referidos ao valor presente pela taxa de desconto assumida, forma o CIMLP.

O CIMLP é bastante adequado à avaliação do custo marginal de transmissão porque, em geral, os equipamentos deste nível apresentam características bastante homogêneas devido a modularidade que dispõem e, por serem em número relativamente pequenos, facilmente enumeráveis.

O cálculo do custo marginal pelo processo do custo incremental torna-se inviável nas redes de distribuição porque as obras são em grande número, tendo elevado grau de divisibilidade e curta maturação. As instalações, neste caso, são consideradas como bens de massa e, por isso, estudadas como tendo acréscimos infinitesimais: a meto-

dologia recomendada emprega o princípio denominado "lei de quantidade de obras".

A forma mais indicada de cálculo da lei de quantidade de obras utiliza o modelo chamado de "cross-section". Consiste no exame simultâneo (na mesma ocasião) de todas as redes, sem perder as caracterizações que as diferenciam. Como se vê, é dado um corte no tempo: daí o nome do método.

A área de atuação da Concessionária é dividida em partes tão pequenas quanto possíveis, de forma que em cada área elementar dessas a densidade de carga seja a mais homogênea possível em toda ela.

A seguir relaciona-se o agregado de obras (como linhas, cabos de diferentes bitolas e materiais diversos, transformadores, etc...) em cada área elementar com a potência máxima solicitada na mesma.

No caso de linhas e cabos a formulação original relaciona o volume dos condutores com a potência máxima demandada. Como estes dados não são facilmente disponíveis (na Baixa Tensão não se pode estimar, p. ex., a demanda máxima dos consumidores, pois só são disponíveis medidores de kWh), as equações de regressão em cada área elementar têm como variáveis a extensão dos condutores e o consumo na área. Assim sendo, estas variáveis atuam como "proxies" das originais.

No caso dos transformadores a variável dependente é a potência instalada deles. A relação fica, pois, entre a potência instalada nos transformadores em cada área elementar e o consumo na mesma.

Relações similares são estabelecidas entre cada um dos tipos dos demais equipamentos empregados nas redes e o consumo.

Estabelecida a relação física pode-se, então, avaliar o dispêndio monetário para que o atendimento se dê: o custo obtido é expresso, pois, em R\$/kWh e somado para o total de obras em cada área elementar.

O custo de desenvolvimento de redes deve, no entanto, ser expresso em R\$/kW. Para que isto possa ser calculado obtém-se em cada área elementar a curva de carga da rede que a atende, agregam-se as áreas de idêntica curva de carga e calcula-se a razão entre o consumo total dessas áreas e a demanda máxima das mesmas, que é a coincidente porque a curva é igual em todas as áreas. Este quociente, denominado duração da ponta, mede o tempo que seria necessário a se obter o consumo citado se, em cada instante de tempo, a demanda fosse a máxima.

Obtida a duração da ponta, a mesma é multiplicada pelo custo expresso em R\$/kWh para obter-se o resultado desejado em R\$/kW.

Como se viu, no método da "cross-section" necessita-se de um referenciamento geográfico dos dados de equipamentos e consumo para a alocação adequada destas variáveis às áreas elementares.

A ausência deste tipo de referenciamento, no entanto, tem dificultado o emprego da metodologia de "cross-section" no Brasil: a coleta e arquivamento dos dados teriam de ser diferentes da forma atual, passando a ser de forma geo-referenciada.

Por este motivo, enquanto se processa a mudança do modo de coleta e arquivamento, a metodologia que tem sido empregada é a das "séries temporais", que consiste na análise do consumo agregado, ao longo do tempo, de todas as redes, para a empresa como um todo, sem individualizá-las em tipos definidos.

A idéia subjacente à metodologia das séries temporais é se supor que o comportamento da carga em toda a empresa assemelha-se ao de uma área elementar que tivesse crescido desmesuradamente em consumo.

Como em cada ano só se obtém um valor para representar a relação entre os acréscimos de equipamentos e de consumo da empresa naquele ano, necessita-se obter valores para representar relações idênticas em outros anos a fim de que se possa formar uma equação para descrever o relacionamento entre o crescimento da carga ano a ano com o aumento nas redes: daí o nome de "séries temporais".

Nas redes de repartição, conforme o caso, emprega-se o Custo Incremental Médio de Longo Prazo ou a Lei de Quantidade de Obras.

II.3 Cálculo dos Custos Marginais Através da LDQO

O princípio básico que rege a metodologia das LDQOs, pode ser resumido como: "O FUTURO PRÓXIMO SE COMPORTA COMO O PASSADO RECENTE". Tal hipótese implica na possibilidade de estimar, com base em séries históricas anuais, funções de produção que relacionam as quantidades dos agregados de obras (quilômetros de linhas, número de postos de transformação e kVA instalado) ao consumo² (kWh) ou demanda (kW) de energia elétrica. Assim, conhecendo-se as séries históricas de obras (Y) e consumo/demanda (X) pode-se estimar por meio de modelos econométricos (regressão linear) as funções de produção, uma para cada tipo de agregado, especificadas conforme a seguir:

$$Y = kX^{\alpha} \quad (3.1)$$

onde k e α (rendimento de escala) são constantes a serem estimadas.

Após uma transformação logarítmica da equação 3.1 tem-se a seguinte equação linear que pode ser estimada por mínimos quadrados ordinários:

$$\ln Y = \ln k + \alpha \ln X \quad (3.2)$$

Derivando-se a equação 3.2 determina-se o agregado marginal de obras:

$$\frac{dY}{dX} = \alpha kX^{\alpha-1} = \alpha \frac{Y}{X} \quad (3.3)$$

Conclui-se a partir da equação 3.3, que o agregado marginal de obras, num determinado período, vem a ser o produto do coeficiente de escala obtido historicamente pela relação entre o total de obras e consumos previstos para o referido período.

² Na baixa tensão o consumo (kWh) é a variável escolhida em face da dificuldade de obtenção da série histórica de demanda (kW).

Consequentemente, o custo marginal do agregado de obras considerado é obtido multiplicando-se o resultado correspondente da equação (3.4), que expressa o agregado marginal, pelo respectivo custo unitário (I_0).

$$Cmg(Y) = I_0 \cdot \alpha \frac{Y}{X} \quad (3.4)$$

Normalmente as tomadas de decisão são feitas mediante análises comparativas de custos anuais. Desta forma, o Custo Marginal obtido deverá ser anualizado com a utilização de um Fator de Recuperação de Capital, que levará em consideração a Vida Útil da Instalação, Remuneração do Capital e Custos de Operação e Manutenção associados. Face à dificuldade de se levantar históricos de demanda na baixa tensão, trabalha-se com históricos de consumo, o que leva à obtenção de resultados em função deste.

Para se obter o custo marginal por unidade agregada de demanda na hora da ponta, aplica-se um fator H definido como "número de horas de utilização da demanda máxima" para converter o valor original em R\$/kW.

IV. PROGRAMA COMPUTACIONAL

IV.1 Características Gerais

O cálculo do custo marginal de distribuição pelo método da LDQO – Lei de Desenvolvimento das Quantidades de Obras tem como ponto de partida as séries temporais de agregados físicos da rede elétrica e de mercado/consumo. Historicamente têm sido utilizadas as seguintes séries de variáveis explicativas e explicadas

Variáveis Explicadas

- capacidade instalada em transformadores de distribuição
- número de transformadores de distribuição (postos de transformação)
- extensão de redes de MT
- extensão de redes de BT

Variáveis Explicativas

consumo MT

consumo BT

No projeto P&D LIGHT - 04/2005, foi desenvolvido um sistema computacional para o cálculo dos custos marginais levando em conta a obtenção dos dados diretamente dos sistemas corporativos, através de interfaces "amigáveis". De uma forma geral foram desenvolvidos dois módulos básicos:

- Módulo de interface de dados – Módulo I

- Módulo de cálculo dos custos marginais – Módulo II

Para o desenvolvimento da interface de aquisição de dados foi utilizada a linguagem de programação Delphi que é uma ferramenta RAD (Rapid Application Development) para Windows e considerada como a mais adequada para o desenvolvimento de aplicações que usam bancos de dados.

Dentre as vantagens da utilização do Delphi, destacam-se:

facilidade de importação de dados de diversos tipos de banco de dados

recursos para orientação a objetos

recursos visuais

Essas vantagens permitem a possibilidade de utilização tanto em aplicações comerciais quanto científicas. Além disso, o Delphi proporciona também a criação de arquivos executáveis, que podem ser instalados em quaisquer computadores sem mexer na configuração e sem causar danos ao sistema existente.

O Módulo de interface de dados visa a aquisição de dados diretamente dos sistemas corporativos que são armazenados em bancos de dados auxiliares em MICROSOFT/ACCESS e é constituído de quatro submódulos:

- agregados físicos da rede (Submódulo I),
- custos unitários dos equipamentos e materiais (Submódulo II),
- mercado/consumo (Submódulo III),
- investimentos em obras de qualidade (Submódulo IV),

O Fluxo da Figura 4.1 ilustra os principais processos envolvidos na determinação dos custos marginais da Distribuição.

IV.2 Interface Gráfica do Módulo I (Dados)

A seguir são apresentadas as telas utilizadas para aquisição dos dados corporativos relacionados com os submódulos I e II

IV.2.1 Classificação e Importação dos Dados Físicos da Rede

Os dados oriundos do SAP estão classificados em DADOS DE TRANSFORMADORES E DADOS DE CABOS. Esses dados são primários e podem ainda ser organizados por REGIONAL e CUSTO ESTRATÉGICO.

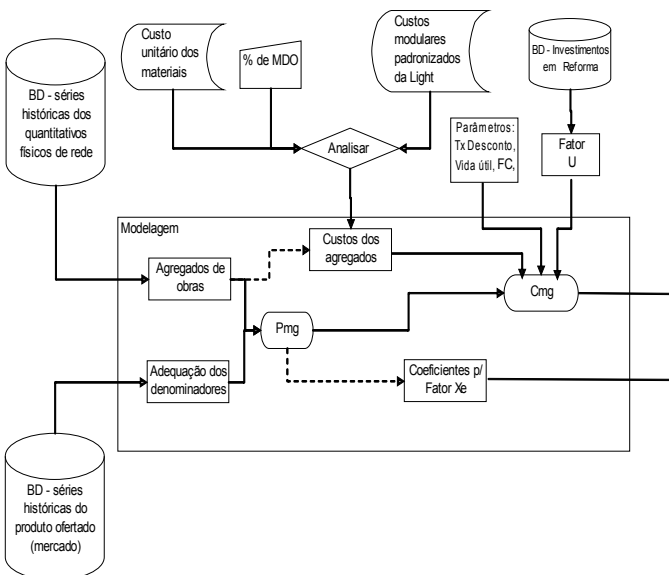


Figura 4.1. Diagrama simplificado da SE Vila Valqueire

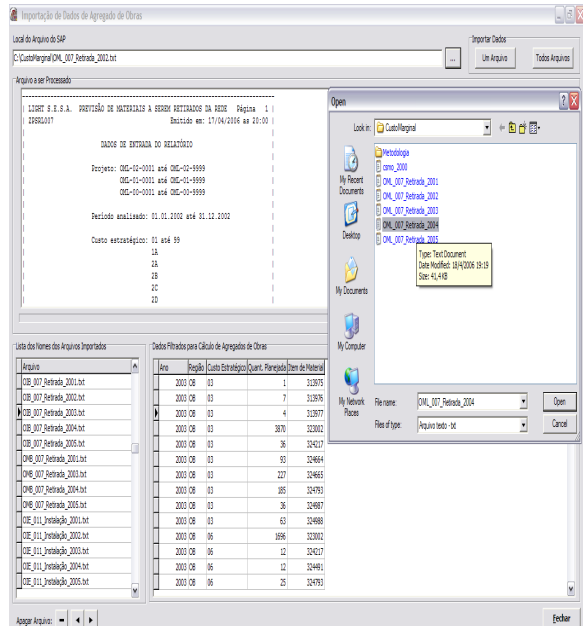


Figura 4.2 – Tela de Importação dos Dados Físicos da Rede

Os dados de transformadores abrangem diversos tipos, em função da potência dos transformadores cujas informações são obtidas por “filtragem” a partir do Item do Material ou da Descrição.

Os dados das redes de BT e MT abrangem também diversos tipos em função da bitola dos cabos cujas informações são obtidas por filtragem.

Cada tipo de transformador ou cabo constitui um agregado da rede que será totalizado por ano.

Os custos estratégicos serão utilizados para separar cada tipo de agregado em dois grandes grupos: Expansão e Qualidade.

IV.2.2 Tela de Serviços de Rede

Essa tela (Figura 5.9) visa a manipulação dos dados para o cálculo dos custos marginais através das OPÇÕES de escolha do sistema (LIGHT ou Regionais) e de custos estratégicos (Todos, ou Expansão).

São exibidos ainda:

- Histórico de consumo dos materiais (Gráfico Consumo X Ano)
- Quantidade, consumo, custo unitário e custo modular dos itens de material, por ano.
- Cálculo dos acréscimos anuais dos agregados físicos da rede

ANO	Rede BT (km)	Posto 13,8 kV/BT	Capacidade Ins 13,8 kV/BT (MVA)	Rede 13,8 kV (km)
-----	--------------	------------------	---------------------------------	-------------------

- Cálculo dos custos médios dos agregados físicos (média para o último ano da série)
- Visualização da última seleção de dados realizados (data e hora)

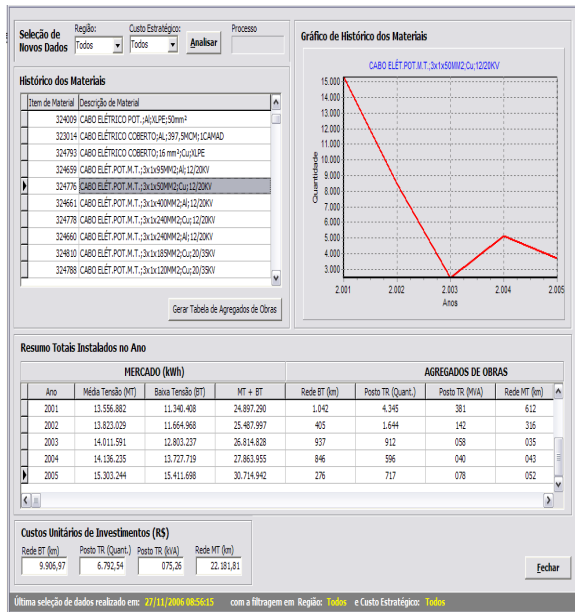


Figura 4.3 – Tela para a Definição dos Serviços de Rede e Cálculo dos Custos Médios do Sistema

IV.3 INTERFACE GRÁFICA DO MÓDULO II - CUSTOS MARGINAIS

A interface gráfica do módulo apresenta:

- o cálculo dos custos marginais do sistema (incluindo os subsistemas aéreo e subterrâneo)
- os coeficiente b a serem utilizado no cálculo do fator Xe
- resumo dos históricos de agregados físicos e de mercado

No ambiente do módulo II é possível, através da OPÇÃO atualizar, realizar análises de sensibilidade com diversos parâmetros elétricos e econômicos como taxa de desconto, fatores de carga, etc.

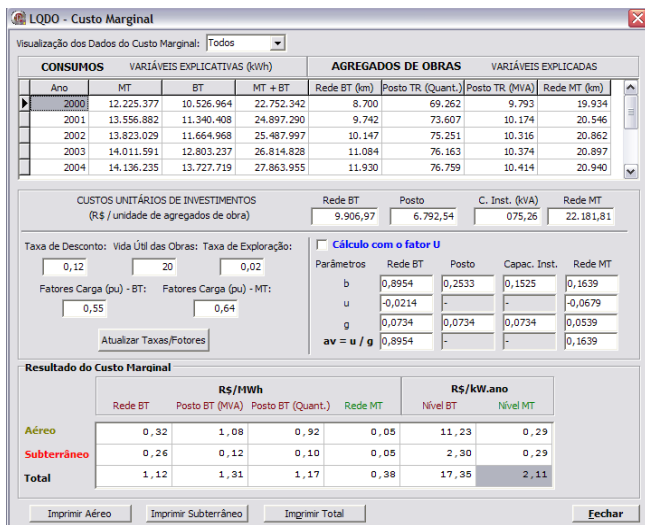


Figura 4 – Tela para a Exibição dos Custos Marginais e dos Coeficientes b para o Fator Xe

A influência do fator u (fator que mede o reforço na

obras de distribuição existentes, para atende o aumento a demanda) pode ser verificada através de uma opção de desconsideração desse fator (Figura 4).

V

CONTRIBUIÇÕES, PROBLEMAS IDENTIFICADOS E RECOMENDAÇÕES

O programa computacional desenvolvido no âmbito do projeto teve como principal característica o acesso aos dados corporativos de gestão administrativa, financeira e elétrica da LIGHT. As interfaces desenvolvidas poderão ser úteis à diversos tipos de estudos efetuados pela área de regulação, como Determinação da Estrutura Tarifária e Levantamento de Ativos para Revisão Tarifária.

Observou-se, ao longo do projeto, diversos problemas e possibilidades de desenvolvimento, muitas delas de ordem metodológica.

As principais referências brasileiras para o cálculo dos custos marginais datam de mais de 20 anos, e algumas das metodologias perderam a praticidade em decorrência do desenvolvimento tecnológico (gestão, automação e informática) e da nova realidade atual do Setor Elétrico, cujas mudanças implementadas pelos “Novos Modelos” tornaram-no substancialmente diferente do Setor das décadas de 70 e 80.

VI.1 Comentários sobre o Cálculo dos Custos Marginais na Distribuição

De uma forma geral a metodologia recomendável para a determinação dos custos marginais de distribuição é aquela onde os resultados reflitam mais adequadamente a realidade futura da Empresa.

Empresas recém criadas, que não possuam histórico suficientemente longo e confiável, que mudaram a política de investimentos face a privatização e/ou exigências da ANEEL no que concerne à qualidade do serviço, devem tomar os devidos cuidados na aplicação da metodologia das LDQO's, e, provavelmente, devem adicionalmente investir em estudos de planejamento criteriosos que forneçam um plano de obras realista em conformidade com as necessidades da Empresa e possibilite o cálculo dos custos marginais da expansão mediante a metodologia do CIMLP. Observa-se, porém, que assim que se dispuser de uma série histórica consistente, bem como a certeza que será mantida a mesma política de investimentos do passado, mesma tecnologia e critérios de planejamento, a Empresa poderá utilizar a metodologia das LDQOs, caso seja mais viável.

Uma outra situação, face a qual também se recomenda uma análise criteriosa, é aquela em que, ao se aplicar as duas metodologias, obtenham-se resultados significativamente distintos. A Empresa deverá, neste caso, avaliar diversos aspectos do seu passado, dentre os quais, taxa de crescimento do mercado, critérios de planejamento, tecnologia empregada, políticas de investimento, níveis de desenvolvimento e expansão da área de concessão que,

ao se adotar a LDQO, pode-se estar implicitamente dizendo que vão se repetir no futuro, para concluir se isto realmente será um fato ou se o futuro não espelha o respectivo passado.

Nesta última hipótese, é aconselhável que se adote os resultados obtidos através do CIMLP.

Por outro lado, uma Empresa em situação estabilizada, com dados confiáveis no que concerne ao desenvolvimento de um histórico adequado de evolução dos principais agregados de obras e uma boa sistemática de avaliação dos parâmetros que intervêm no cálculo dos custos marginais (taxas de anualização) pode obter resultados mais adequados através da metodologia das LDQO's que aqueles obtidos a partir de um estudo de planejamento que pode não ser suficientemente compatível com a realidade da Empresa num horizonte de longo prazo, onde diversos aspectos exógenos ao contexto de planejamento (entre eles os de caráter financeiro, sócio-econômicos e tecnológicos) podem tornar o plano de investimentos vulnerável aos aspectos de incertezas que comparecem neste horizonte de estudo.

VI.2 Contribuições e Problemas Identificados

Levantou-se, ao logo das diversas etapas do projeto alguns pontos passíveis de desenvolvimento ou de uma investigação mais aprimorada como:

1) **Custos Modulares.**

No Sistema SAP, o custo dos de materiais é baseado no Preço Médio Móvel (PMM). Caso não tenha ocorrido nenhuma aquisição em um determinado período, o valor apresentado no custo modular estará defasado do praticado no mercado. Para solucionar esse problema foi incluído no programa de P&D para o ciclo 2007 um projeto para “desenvolvimento de software e de uma base de dados com valores de mercado que mantenham atualizados os custos modulares para confecção de orçamentos de projetos”.

2) **Mercado e Perdas Comerciais**

A Interface de dados de Mercado será revista para considerar as alterações no sistema corporativo. Foi incluída no programa a opção de considerar outros parâmetros associados ao consumo de energia, como as Perdas e Clientes Livres.

3) **Fator de Carga**

A conversão R\$/MWh para R\$/kW via dados de duração da ponta ou FC é tratada no Capítulo 4. Para aprimorar as informações sobre os Fatores de Carga, a LIGHT incluiu no programa de P&D para o ciclo 2007 um projeto denominado “Determinação de fatores de carga e demandas típicos por atividades”. Também está em curso um projeto de P&D sobre o Levantamento da Tipologia da Carga da LIGHT.

4) **Processo de Enquadramento das Obras de Melhoria de Qualidade**

O enquadramento da qualidade é faz parte do processo de Planejamento do Sistema de Distribuição. Destaca-se o problema da tensão, que pode ser ocasionado por sobrecargas em linhas e transformadores ou por extensão dos circuitos. *Em muitos casos, as obras classificadas como de Melhoria de Qualidade constituem-se em antecipações de obras de expansão.* O efeito das obras de melhoria de Qualidade no cálculo dos custos marginais pode ser visualizado, excluindo-se do conjunto dos agregados de obras àquelas classificadas como de Qualidade via seleção de custos estratégicos. Recomenda-se também uma “visita” ao processo de Enquadramento das Obras de Melhoria de Qualidade no Plano de Obras da LIGHT e ao processo de Priorização das Obras de Distribuição para verificar o mérito relativo das obras de Qualidade em relação às de expansão, tendo em vista que “meta de qualidade dos serviços é uma decisão regulatória”.

5) **Fator u e consideração das séries de “volume de condutores”**

Foram identificadas as referências bibliográficas originais sobre o fator u. A principal é “A Influência do Reforço de Redes no Cálculo dos Custos Marginais de Distribuição”. Mauro Cesar da Rocha. ELETROBRAS, Nota Técnica 05, Junho de 1984.

A NT 05, apresenta o equacionamento e um exemplo prático de cálculo da influência do reforço de redes nos custos marginais de distribuição em BT (urbano) e MT (não rural e não rural), utilizando dados verificados em uma empresa distribuidora do País. É também demonstrada a expressão para a determinação do fator u, com as ressalvas:

“face à relativa imprecisão de alguns dados de entrada envolvidos, o valor de **u**, resultante da aplicação desse método, deve ser analisado junto a cada empresa, para verificar sua validade real em termos de ordem de grandeza”

“o modelo final, no que se refere às séries temporais, deve considerar o volume de condutores de forma direta e, em consequência a avaliação de **u** segundo o método aqui descrito, tornar-se-á desnecessária”

“no entanto, tal modelo só poderá ser aplicável a partir da constituição, pelas empresas, de series históricas suficientemente longas, contendo as bitolas dos diferentes cabos utilizados nas redes BT ou MT ao longo dos anos e respectivas extensões”

Observou-se que os sistemas corporativos da LIGHT permitem a implementação da modelagem do volume (bitola X extensão dos condutores). Essa implementação poderia fazer parte de um futuro projeto de Aperfeiçoamento dos Cálculos dos Custos Marginais.

6) **Determinação dos Custos Marginais de todos os níveis de tensão (AT, BT e MT) utilizando os sistemas corporativos em uma mesma plataforma.**

Os sistemas corporativos da LIGHT permitem a obtenção dos dados necessários ao cálculo dos custos mar-

ginais de subtransmissão (Sistema 138kV) e as obras do sistema 25kV, não incluídas na Distribuição. Até marco de 2007 serão analisadas as fontes de dados e as possíveis interfaces com os sistemas corporativos para uma futura implementação.

7) Utilização das Interfaces do Programa computacional para outros estudos da área de Regulação.

a) Levantamento de Ativos para Revisão Tarifária (BRR) – O programa utiliza Interfaces para o processamento de informações oriundas dos sistemas AA, PS e PM do SAP. Essas interfaces podem ser adaptadas para diversos tipos de análises. Esse assunto é objeto de um novo Projeto de P&D para o ciclo 2007/2008.

b) Determinação da Estrutura Tarifária – A estrutura tarifária é função da tipologia das cargas e dos custos marginais do sistema e é objeto de um novo Projeto de P&D para o ciclo 2007/2008.

8) Banco de Dados

O gerenciador de banco de dados Access, foi indicado para manipulação das tabelas do sistema, não por ser a melhor ferramenta, mas por uma restrição da LIGHT que tem homologado apenas os aplicativos Access e Oracle. Com isso, alguns cuidados deverão ser tomados para evitar possíveis travamentos ou erros, por exemplo:

- evitar o fechamento rápido das telas e/ou troca das mesmas,
- abrir a mesma tela mais de uma vez, etc.

9) Histórico dos cálculos dos custos marginais do sistema LIGHT

Foram levantados todos os custos marginais já calculados pela LIGHT desde 1991 pelos métodos LDQO e CIMLP. Ressalta-se que devido à “desotimização” do sistema causada pelo racionamento de 2001 (Figura 5), não foi possível obter novos valores para os custos marginais da rede de BT da LIGHT. O resultado de **17,35 R\$/kW.ano** para a rede de BT foi obtido, considerando – se uma correção do consumo de energia e as perdas comerciais.

Figura 5 – Evolução do consumo e das obras no período 2000/2005

V

RECOMENDAÇÕES

1) A LIGHT deve manter as séries históricas necessárias ao cálculo dos custos marginais pela LDQO. Desde a década de 80 a LDQO tem sido a referência metodológica adotada pelo Setor Elétrico e dificilmente será abandonada de forma definitiva.

2) O Programa desenvolvido no âmbito do Projeto P&D LIGHT - 04/2005 requer uma carga anual para a introdução de novos pontos nas séries históricas. A carga do ano de 2006 está prevista para março de 2007, com o apoio da equipe do projeto 04/2005.

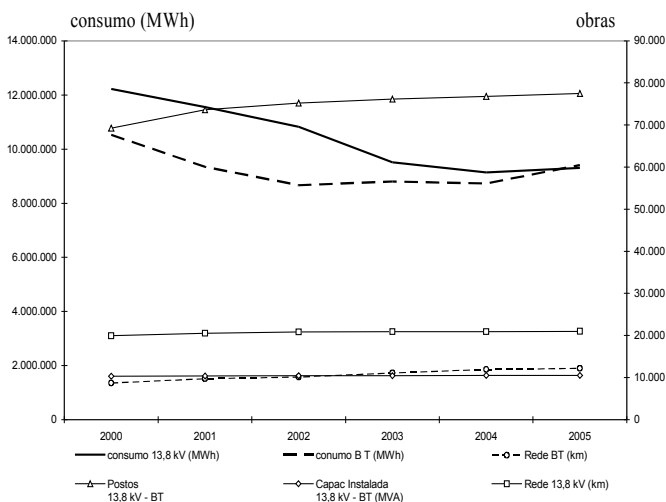
3) O programa computacional e as metodologias empregadas poderão ser aprimoradas futuramente (em projeto de P&D ou não) para incorporar novos cálculos (Subtransmissão) ou novas modelagens (Volume). Prevê-se também a possibilidade de apoio a outros estudos como a Determinação da Estrutura Tarifária e Levantamento de Ativos para Revisão Tarifária.

4) Acompanhamento dos pontos comentados em 5.2, particularmente os itens: 1) - Custos Modulares, 3) - Fator de Carga, 4) - Processo de Enquadramento das Obras de Melhoria de Qualidade e 8) Banco de Dados

VII.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, Resolução Nº 55/2004.
- [2] ANEEL, Nota técnica nº 0025/2006- SRD/ANEEL. Metodologia para o estabelecimento da relação entre a qualidade e os investimentos necessários ao seu atendimento no segmento da distribuição de energia elétrica.
- [3] ANEEL, Nota técnica nº 168/2006 – SRE/ANEEL. Proposta de metodologia de cálculo do Fator X para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica.
- [4] Oliveira, C.C.B et al. Desenvolvimento de metodologia para cálculo de custos marginais em rede de média e baixa tensão, XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, 2002.
- [5] Oliveira, C.C.B et al. Metodologia para planejamento agregado de investimento em redes de baixa tensão, XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, 2002.
- [6] Aboud F., Pereira - capítulo sobre Passagem de Cz\$/kWh para Cz\$/kW in Carlos Augusto Paraguassú de Sá e outros. Custos Marginais de Distribuição - Informação Técnica Nº 1 - Superintendência de Mercado e Tarifas – LIGHT. Julho 1988.
- [7] Rocha, Mauro César. Passagem do Custo Marginal de Cr\$/kWh para Cr\$/kW de ponta. Rio de Janeiro, Nota Técnica 04 - Eletrobrás - 1984.
- [8] Medeiros, L.: “Associação entre Clientes e Redes no Sistema Elétrico de Distribuição” Dissertação (Mestrado) - PUC-Rio, 1999.
- [9] Programa de Revisão Tarifária - PRT Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Energia - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).
- [10] ANEEL, Nota Técnica nº 262/2006-



SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, de 19 de outubro de 2006. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Resolução Normativa s/ N° , de 2006. Audiência 008/2006

- [11] ANEEL, Resolução Normativa s/ N°, de 2006. Estabelece a equalização das taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da Distribuição e da Transmissão de energia elétrica, constantes da Resolução nº 44, de 17 de março de 1999.
- [12] João C. O. Aires, Marco A. Araújo, Leontina Maria V. G. Pinto, *Planejamento em Ambiente Competitivo - o Preço e a Remuneração da Qualidade*, VI SEPOPE, Salvador, Maio de 1998