



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VI

**GRUPO DE ESTUDO GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA- GCR**

**Tarifas do Uso do Sistema de Distribuição entre Concessionárias: Metodologia Baseada no
Compartilhamento de Ativos e na Contestação de Mercado**

**Marco Antonio de Paiva Delgado (*)
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE**

RESUMO

O objetivo deste trabalho é propor uma solução tecnicamente adequada, economicamente viável, generalizável e de reprodutibilidade dos resultados para a construção de tarifas de uso das redes elétricas entre concessionárias de distribuição de energia elétrica. A atual metodologia de tarifação do sistema de distribuição, baseada em custos marginais médios, geralmente onera as distribuidoras supridas e, conseqüentemente, os seus respectivos consumidores. Nestas condições, a ANEEL precariamente arbitrou a isenção integral da componente da tarifa da distribuidora supridora que remuneraria o capital investido e o custeio operacional. Esta situação é insustentável por longo tempo, pois para oferecer modicidade tarifária aos consumidores da distribuidora suprida, os consumidores da supridora, por sua vez, têm tarifas mais elevadas para compensar os custos destes descontos compulsórios, ocasionando um nítido problema de subsídios cruzados. Por outro lado, a ausência de remuneração do capital inibe a expansão das instalações, comprometendo a qualidade do serviço prestado às distribuidoras supridas. A proposta desenvolvida traz ao processo tarifário os conceitos de compartilhamento dos ativos e os da contestação de mercado como forma de eliminar o subsídio dado, de preservar a viabilidade econômica das distribuidoras supridas e de oferecer tarifas razoáveis aos seus consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Regulação Econômica, Tarifas de Energia Elétrica, Contestação de Mercado em Monopólios Naturais

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos 15 anos o modelo institucional do setor elétrico passou por várias e profundas transformações. Em breve linhas lembramos que em 1993[1] foram extintas a equalização tarifária (tarifa de energia elétrica igual em todas as distribuidoras do Brasil) e a remuneração garantida das concessionárias. Neste mesmo ato são definidas as diretrizes para reorientar regime tarifário para o conceito de preço-teto com o objetivo de dinamizar a trazer mais eficiência ao setor. Em 1995[2] são criadas as condições legais para incentivar a entrada de capital privado no setor e potencializar o mercado competitivo com a criação dos consumidores livre e produtores independentes. Em 1998[3] são postas as diretrizes, os regulamentos e principalmente as condições operacionais, com a criação do Mercado Atacadista de Energia, para o implementar o mercado competitivo de compra e venda de energia elétrica no Brasil. Em 1997 [4] foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica[4] com objetivo de fiscalizar as atividades concedidas e regulamentar o setor de modo a garantir a expansão da oferta de energia e o desenvolvimento deste mercado condições competitivas, economicamente sustentável e visando a modicidade tarifária. Não se pode deixar de mencionar que durante esse exuberante período de franca oferta de aprimoramentos regulamentares ocorreu o racionamento de energia entre meados de 2001 e início de 2002, reflexo principalmente da falta de investimentos.

(*) Rua da Assembléia, n° 10 – sala 3201 – CEP 20011-901 Rio de Janeiro, RJ– Brasil
Tel: (+55 21) 3171-2166 – Fax: (+55 21) 2531-2595 – Email: marco.delgado@abradee.org.br

No âmbito do negócio de distribuição de energia elétrica propriamente dito, pode-se considerar o ano de 2003 como o de mudança de paradigma para a mensuração do equilíbrio econômico-financeiro da atividade. As fórmulas paramétricas expedidas para os reajustes das tarifárias deixaram ser os únicos procedimentos periódicos para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Além do mais, as poucas regras genéricas contidas nos contratos de concessão foram expandidas para manuais com as regras, métodos, procedimentos, dados e demais informações necessárias para executar o processo de revisão tarifária ordinária das distribuidoras. Naquela ocasião, enquanto ainda se discutia qual seria a abordagem metodológica em boa parte dos temas da revisão tarifária, os modelos e ferramentas de cálculos desenvolviam-se conjuntamente com as experiências e aplicações nos processos individuais das distribuidoras. Tal fato fez com que as primeiras revisões, iniciadas em 2003, só terminassem a partir de 2005.

Contudo, em contraste ao grande movimento da composição das instituições regulamentares e operacionais do setor elétrico, das condições de financiamento, das formas de garantir a expansão e diversificação da matriz energética brasileira, não foram observadas significativas alterações nos modelos de formação das tarifas do uso do sistema de distribuição. Pode-se verificar que aperfeiçoamentos e modernização da estrutura tarifária foram relegados ao segundo plano dos temas prioritários.

Nesse contexto de pouco desenvolvimento metodológico se insere a tarifação entre distribuidoras supridoras e supridas. Em 2006, a ANEEL iniciou a Audiência Pública no 13/2006 [7] que visava exatamente encontrar uma solução que evitasse a explosão tarifária das distribuidoras supridas.

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, em parceria com a Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica – ABCE e com a Associação Sul Brasileira das Pequenas Concessionárias de Energia Elétrica – ASBRACE, mobilizou as diversas distribuidoras envolvidas em um fórum dedicado à temática. As idéias contidas neste informe técnico foram debatidas e validadas entre os profissionais das distribuidoras supridas e supridoras. Este trabalho foi um dos primeiros movimentos para alterar o modelo de formação de tarifas, indo além de simples ajustes e correções nos parâmetros dos modelos atuais.

No item 2 deste informe são contextualizadas as questões legais referentes aos subsídios tarifários e a audiência pública n. 13/2006, aberta pela Agência Nacional de Energia Elétrica. No item 3 apresentamos a metodologia proposta com os respectivos equacionamentos, suas vantagens, bem como suas limitações. Por fim, no item 4 consolidamos o atual estágio do projeto, a interação com a ANEEL e as expectativas futuras.

2.0 - CONTEXTO REGULAMENTAR

O Decreto Presidencial n° 4.562/2002[5] pode ser considerado um marco na recente organização tarifária brasileira, pois priorizou o tratamento isonômico entre consumidores livres e cativos e delineou as regras para eliminação de subsídios tarifários cruzados entre consumidores de diversos níveis de tensão. Neste diploma foi disciplinado que no cálculo da TUST e da TUSD fossem consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais pertinentes. Especificamente aos agentes setoriais encontramos o Decreto Presidencial n° 4.541/2002 [6]. Neste caso, a eliminação de subsídios cruzados está condicionada à regulamentação a ser expedida pela ANEEL e não há prazos e regras estabelecidos previamente:

Art. 50. Para atender ao disposto no inciso XI do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, a ANEEL deverá estabelecer as tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 300 GWh/ano e as tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos.

Art. 51. As concessionárias, permissionárias e cooperativas referidas no art. 50 deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica.

Parágrafo único. **Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição de que trata este artigo**, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais, **conforme regulamentação existente, admitida uma redução, quando necessária, em relação às tarifas de transmissão e de distribuição.** (nossos grifos)

Art. 52. As tarifas de energia elétrica aplicáveis aos contratos de venda para os agentes de que trata o art. 50 poderão ser estabelecidas na forma monômica ou binômica e serão determinadas, até a data contratual dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias das concessionárias de distribuição vendedora, com base no custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização e, onde couber, de encargos setoriais e tributos.

§ 1º A **ANEEL poderá definir desconto sobre as tarifas que trata o "caput"**, aplicáveis às permissionárias e autorizadas citadas no art. 50, quando necessário para garantir a mesma condição econômica dos contratos de suprimento atuais. (nosso grifo)

§ 2º O desconto mencionado no § 1º será fixado de forma decrescente, a cada ano e para cada permissionária, de modo a estimular o incentivo à eficiência. (nosso grifo)

Deste modo, a ANEEL abriu audiência pública n. 13/2006 [7] com o objetivo de receber contribuições referentes à metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e das Tarifas de Energia – TE aplicáveis às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, cujo mercado próprio seja inferior a 500 GWh/ano.

Com o objetivo de contextualizar o tema em discussão e apresentar sugestão de encaminhamento para a contestação pública, a Superintendência de Regulação Econômica da ANEEL disponibilizou Nota Técnica n. 236/2006. Em nosso entendimento a proposta submetida à apreciação é correta no tratamento dos custos da compra de energia que deve quantificar a tarifa de energia – inclusive por atender o disposto no Decreto 4.541/2002 -, porém é conflitante no que se refere aos instrumentos de viabilidade da atividade de distribuição, pois:

- i. desconto generalizado de 100% na TUSD Fio-B não tem fundamento econômico ou regulatório e pode representar um subsídio exagerado em alguns casos ou um forte impacto tarifário em outros. Por outro lado, a limitação do desconto à demanda vigente das Supridas não encaminha solução para o futuro;
- ii. A indução à ligação direta à Rede Básica das distribuidoras Supridas não atende, necessariamente, ao princípio da economicidade global. Primeiro, pois não se trata de uma solução generalizável para todas as situações. Segundo, mesmo que aparentemente viável, poderá, no momento posterior, trazer:
 - a) ociosidade aos ativos remanescentes da Supridora ocasionando ônus adicional aos seus consumidores; e
 - b) custos de investimentos com rebatimentos tarifários superiores aos consumidores da Suprida se comparado ao arranjo de compartilhamento dos ativos da Supridora.

Essas constatações motivaram a reflexão sobre a construção de um método tarifário, objeto deste trabalho, economicamente adequado, sensível às especificidades técnicas do setor, e comercialmente sustentável.

3.0 - METODOLOGIA

Como mencionado, a ABRADDEE em parceria com a ABCE e a ASBRACE realizaram reuniões com profissionais das empresas Supridas e com as Supridoras na busca de uma proposta sustentável e de consenso.

A idéia básica é definir uma TUSD específica a ser aplicada nas relações entre distribuidoras que reflita o compartilhamento dos ativos diretamente envolvidos no suprimento. O valor deste compartilhamento deverá ser feito caso a caso com as distribuidoras envolvidas sob mediação da ANEEL, tomando-se como base os custos dos ativos e operacionais da revisão tarifária e a repartição do uso entre as demandas de cada distribuidora. Caso esse valor se demonstre superior a opção de migração para a Rede Básica será, no segundo momento, analisada a possibilidade de aplicar desconto sobre o primeiro de modo que o aproxime ao custo de oportunidade do investimento para a migração de tensão. O objetivo é evitar prudentemente a realização de novos investimentos com rebatimentos tarifários antes de exaurir as possibilidades que representem uma solução ótima global.

Em suma, a proposta é que a TUSD aplicada às Supridas seja baseada no custo especializado para o serviço de distribuição, porém calibrada pelo compartilhamento de custos de oportunidade da migração para a rede básica.

3.1 - Detalhamento

A lógica da proposta é reduzir o efeito “selo”¹ sobre as tarifas de uso das redes para a Suprida e, quando couber, internalizar um estímulo dinâmico a essas tarifas, mediante a oportunidade competitiva de migração de nível de tensão.

Para tanto, deve-se determinar a Despesa de Uso do Sistema de Distribuição (DUSD) para a Suprida pelo método de ativos compartilhados (tipo I) e pelo método de custo de oportunidade (tipo II).

Se o resultado do método I for superior ao do método II e tecnicamente o atendimento à Suprida for garantido no arranjo topológico existente, o resultado do primeiro método poderá sofrer um desconto (α) a fim de internalizar o efeito de oportunidade competitiva. O mecanismo proposto pode ser visualizado na Figura 1:

¹ Parcela de custo médio da atividade de distribuição que não pode ser especializada para cada usuário, por limitação da metodologia de tarifação utilizada.

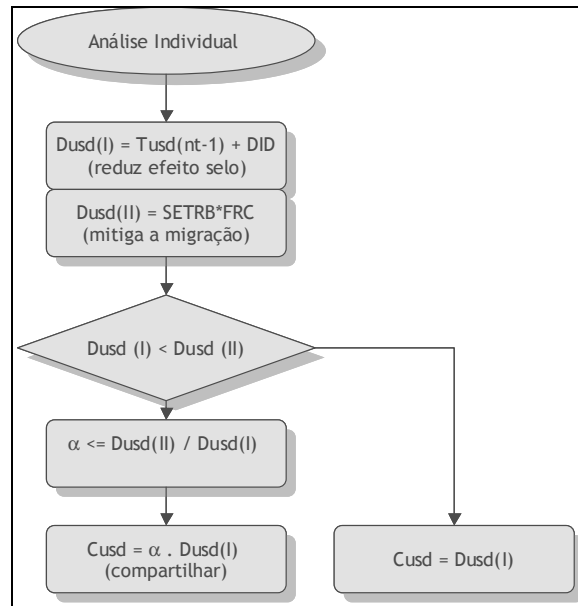


FIGURA 1 – Processo de formação da TUSD-D

3.1.1. Método do ativo compartilhado (tipo I)

Neste critério, a Despesa de Uso do Sistema de Distribuição (DUSD(II)) será dada pelo somatório do custo anual dos ativos especializados no nível de tensão ao atendimento à Suprida (Instalações de Distribuição Compartilhada - IDC) e do produto entre a tarifa de uso do sistema de distribuição do nível de tensão do caso específico imediatamente a montante ao do atendimento (TusdkV+1) pela demanda contratada ou verificada no ponto de conexão com a Supridora (MWSd). Algebricamente, vem (Equação 1):

$$Dusd(I) = Tusd_{kV+1} \cdot MW_{Sd} + IDC \quad [\text{Eq.1}]$$

Cabe salientar que as “Instalações de Distribuição Compartilhadas”, ou simplesmente IDC, serão percebidas, em termos contratuais, apenas pelas Supridas, e serão calculadas pelo seguinte procedimento:

- Inicialmente serão identificados os ativos da Supridora necessários ao atendimento à Suprida no respectivo nível de tensão;
- Se os ativos da Supridora, no nível de tensão de atendimento à Suprida, estiverem em uso compartilhado com demais usuários, o rateio será proporcional ao carregamento dessas redes ocasionado pela Suprida e oriundo do conjunto das demais cargas da Supridora. (cargas informadas pela supridora e valores contratados de demanda pela suprida para os próximos 12 meses, analisando-se individualmente os casos em que o perfil de carga da suprida e das cargas da supridora são diferentes)
- A valoração dos ativos será dada pelo Valor Novo de Reposição [8] homologado na última revisão tarifária da Supridora e atualizado pelo IGPM até a data de revisão ou reajuste da Suprida.
- A remuneração desses ativos deverá considerar a depreciação acumulada média da totalidade dos ativos avaliados da Supridora homologados na última revisão tarifária.
- A taxa de depreciação anual deverá ser considerada como sendo a taxa média dos ativos avaliados da supridora na última revisão tarifária.
- Os custos operacionais considerados serão apenas os equivalentes à operação e manutenção das redes identificadas no item (i)
- Além dos custos de investimentos - representados pela remuneração e pela depreciação - e dos custos operacionais deverão também ser considerados como itens de custos: a RGR proporcional aos ativos compartilhados e a perda técnica estimada nos ativos compartilhados no nível de tensão do suprimento valorada pela Tarifa de Energia Elétrica (TE) média da Supridora.

Algebricamente estes procedimentos estão na Equação 2:

$$IDC = \left(\frac{\sum_j VRN_j^{kV} \cdot \bar{Td} + \sum_j VMU_j^{kV} \cdot CMPC + \sum_j O \& M_j^{kV} + DE}{\sum_k MW_k} \right) \cdot MW_{Sd} \quad [\text{Eq.2}]$$

Onde:

- VRN - valor novo de reposição dos ativos (j) dedicados ao atendimento à Suprida no nível de tensão (kV) de entrega;
- Td - Taxa de depreciação média dos ativos da Supridora considerada na última revisão tarifária
- VMU - valor de mercado em uso (valor depreciado) dos ativos (j) dedicados ao atendimento à Suprida no nível de tensão (kV) de entrega;
- CMPC - Custo médio ponderado de capital, antes dos impostos, considerado na última revisão tarifária da Supridora;
- DE - demais encargos considerados: RGR, proporcional aos ativos compartilhados, e a perda técnica estimada nos ativos compartilhados no nível de tensão do suprimento valorada pela TE média da supridora.
- O&M - custos operacionais para a operação e manutenção dos ativos dedicados/compartilhados ao atendimento à Suprida no nível de tensão (kV) de entrega. Note que o procedimento de cálculo será o mesmo utilizado pela Aneel para determinar os custos operacionais da Empresa de Referência.
- MW - demandas contratadas ou verificadas no máximo carregamento [k – total nas redes dedicadas, neste caso, não integralmente, à Suprida; Sd- volume exclusivo da Suprida]

Caso seja necessário explicitar a TUSD para a Suprida, essa será obtida pela composição da Equação (1) e (2) dividida pela demanda contratada pela Suprida, ou seja (Equação 3):

$$TUSD_{Sr}^{kW} = TUSD_{Sr}^{kV+1} + \left(\frac{\sum_j VRN_j^{kV} \cdot \bar{Td} + \sum_j VMU_j^{kV} \cdot CMPC + \sum_j O \& M_j^{kV} + DE}{\sum_k MW_k} \right) \quad [\text{Eq. 3}]$$

Neste método propomos que a responsabilidade para a quantificação desse critério seja da Supridora, mas com apreciação da Suprida. A supervisão e a homologação são de responsabilidade da ANEEL.

3.1.2 - Método do custo de oportunidade (tipo II)

Neste critério, a Despesa de Uso do Sistema de Distribuição será dada pela composição do:

- i. Encargo de uso da Rede Básica estimado pelo produto da demanda solicitada e a TUST simulada para o ponto de conexão;
- ii. Investimento dos ativos necessários para a interligação da Suprida à Rede básica (linhas, subestações etc)
- iii. Custo de operação e manutenção desses ativos, e
- iv. Demais Encargos: Encargos da RGR relativa aos investimentos do item ii; e Perda técnica valorada ao Valor Anual de Referência (VR)

Para garantir a consistência metodológica, a remuneração do investimento de migração considerará o Sistema de Amortização Constante[9]. Algebricamente, vem (Equação 4):

$$Dusd(II) = (TUST_h \cdot MW_h) + \sum_m [VNR_m^{RB} \cdot (CMPC + Td_m^{RB})] + \sum_m O \& M_m^{RB} + DE \quad [\text{Eq.4}]$$

Onde:

- TUST_h - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão simulada para o ponto de conexão h
- MWh - Demanda estimada para o contrato de uso da Rede Básica
- Td_m^{RB} - Taxa de depreciação dos ativos, conforme unidade de cadastro
- m - ativos necessários à interligação

Os critérios para mensuração dos custos operacionais e de manutenção serão os mesmos utilizados no critério I, exceto a taxa de depreciação que será a média ponderada dos ativos necessários para a interligação à Rede Básica.

Diferentemente do método anterior, a responsabilidade por apresentar esses custos será da Suprida com apreciação da Supridora. Caso os orçamentos da Suprida e da Supridora sobre a mesma especificação de interligação à Rede Básica se apresentem destoantes, caberá à ANEEL a mediação e definição do orçamento a

ser considerado. Da mesma forma, a supervisão do estudo e a homologação do coeficiente □ são de responsabilidade da ANEEL.

4.0 - CONCLUSÃO

A metodologia foi discutida, aprimorada e validada pelos profissionais das distribuidoras impactadas pelas consequências do objeto de análise da AP 13/2006. A ABRADDEE contratou consultoria para dar suporte na execução dos cálculos. Os trabalhos foram consolidados no final do primeiro semestre de 2007 e submetidos para a apreciação da Superintendência de Regulação Econômica da Agência Nacional de Energia Elétrica. Aguardamos retorno ainda no primeiro semestre de 2008. Acreditamos que a implementação desta metodologia de consenso entre distribuidoras Suprida e Supridora possa oferecer uma estrutura tarifária economicamente adequada e consolidar uma relação comercial digna e sustentável entre esses agentes.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BRASIL. Lei 8631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 05 mar. 1993.
- (2) _____. Lei 9074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 08 jul. 1995.
- (3) _____. Lei 9648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 28 mai. 1998.
- (4) _____. Lei 9427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 27 dez. 1996.
- (5) _____. Decreto 4562, de 31 de dezembro de 2002. Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 31 dez. 2002.
- (6) _____. Decreto 4541, de 23 de dezembro de 2002. Regulamenta os arts. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 27 dez. 2002.
- (7) _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública n. 13/2006. Acesso em: 04 de outubro de 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaAudiencia.cfm>.
- (8) _____. _____. Resolução 234, de 31 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 de serviço público de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 08 nov. 2006.
- (9) GITMAN. L. Princípios da Administração Financeira. 2. ed. Porto Alegre : Bookman, 2001.