

REVISTA



SOLUÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO PAÍS

VOLUME 5 - Nº 53 - Maio / 2010

ISSN - 1809-3957

ARTIGOS PUBLICADOS

PUBLICAÇÃO MENSAL

Nesta edição

RECAPACITAÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DESATIVADAS OU EM OPERAÇÃO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – Márcio Vinicius da Silva e Teófilo Miguel de Souza 2

ESTUDO DE UMA MICRO CENTRAL HIDRELÉTRICA P/ COMUNIDADE RURAL – Rômulo de Campos Gomes e Teófilo Miguel de Souza 6

ANÁLISE TARIFÁRIA PARA DEFINIÇÃO DE MELHORES OPORTUNIDADES AO CONSUMIDOR - M.O. Louzada, M.Z.Fortês, C.J.M.Albuquerque e J.T. Carvalho 10



Atendimento:

contato@sodebras.com.br

Acesso:

<http://www.sodebras.com.br>



RECAPACITAÇÃO E REPOTENCIALIZAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DESATIVADAS OU EM OPERAÇÃO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

M. V. da Silva e T. M. de Souza, FEG/UNESP

Resumo: Este artigo tem como objetivo estimar a contribuição da repotencialização e reativação das hidrelétricas do Estado do Rio de Janeiro, onde a potência terá um ganho consideravelmente alto dando um salto de 1.106mw produzidos hoje para um valor em torno de 1.696mw, o que se dá um aumento de 53.36% no seu potencial energético atual. Percebe-se também uma grande falta de informações nesta área pois só foi encontrada informações de 33 hidrelétricas entre ativas e desativadas, que com certeza não são todas presentes no Estado, onde somente 5 delas tinham as informações necessárias para os cálculos.

1. Introdução

A idéia central deste trabalho é, através de dados disponíveis pelas hidrelétricas de suas alturas de quedas e vazões, encontrar seus potenciais e com isso estar verificando seu funcionamento real com o que se pode esperar das mesmas.

Esse trabalho será feito em hidrelétricas do Estado do Rio de Janeiro, porem pretende-se expandir no futuro para outros estados.

Após feitos estes cálculos de seus potenciais médios, irar verificar o potencial real produzido. Uma vez com esses potenciais fazer comparações e encontrada uma certa discrepância entre esses resultados verificar onde pode estar esse possível causador. Para que, com isso possa se fazer uma otimização em seus potenciais.

Pretende-se também para o futuro fazer levantamento sobre as hidrelétricas desativadas calcular o custo para sua reativação, encontrar a relação custo benefício e o novo potencial que o Estado pode esperar uma vez que essas voltem aos seus funcionamentos.

Dados levantados com empresas fabricantes de equipamentos para centrais hidrelétricas indicam que o custo estimado para a repotencialização de mini e PCHs está na faixa dos US\$ 210,00 por kW instalado. Normalmente para uma instalação completa ao se fazer uma nova central hidrelétrica o valor do custo médio é de US\$ 1.500,00 por kW instalado. Grande parte da causa da diferença entre os custos da energia das novas e das PCHs repotencializadas é o fato de que nas últimas normalmente não há desapropriações e custos de conservação ou impacto ambiental, as obras civis são mínimas e as centrais são a “fio d’água” sem grandes reservatórios.

Para cálculo do valor da energia gerada por uma central, o custo do transporte também deve ser considerado. O

ponto de geração deve se localizar, na medida do possível, perto do ponto de consumo potencial ou de uma linha de transmissão existente a fim de reduzir os custos. Na maioria dos casos onde ocorre a repotencialização, próximo às centrais já existe um sistema de transmissão de energia proveniente das antigas instalações.

2. Materiais e métodos

Memória da eletricidade: Banco de dados das Usinas Elétricas no Brasil 1883-1999 tem catalogado usinas de todo o país, porem as do Estado do Rio de Janeiro encontra-se com poucas informações.

Para os cálculos de potência das hidrelétricas necessita-se de seus valores de vazão (m^3/s) e de altura de queda (m). Das 33 hidrelétricas do Estado presentes no banco de dados e no atual trabalho, sendo 18 desativadas e 15 ativas na presente data, somente foi encontrado todos os valores necessarios em 5 das ativas e nenhuma das desativadas, nem mesmo sendo encontrados em outros locais possíveis, o que mostra pouco acervo de material na área, além de que há possíveis valores com erros pois alguns cálculos das potências encontrou-se valores reais e estimados com diferenças altas.

Como o que acontece com a usina de Pereira Passos/ Ribeirão das Lages Tab.(1) onde sua potência atual é de 100.000kw e com as informações disponíveis só se pode estimar uma potência de 10.088kw o que não poderia estar ocorrendo. Mesmo assim foi feita a estimativa total, e utilizada a mesma taxa para as estimativas das usinas que não se tinha as informações necessárias, para assim ser feito os cálculos potenciais estimados totais do Estado do rio de Janeiro.

3. Resultados

Na Tab.(1) são apresentadas as hidrelétricas ativas presentes no Estado do Rio de Janeiro cujas informações disponíveis foram suficientes para os cálculos de repotencialização, os dados foram encontrados no banco de dados Memória da Eletricidade.

Na Tab.(2) são apresentadas as hidrelétricas ativas do Estado onde as informações encontradas não são suficientes para os cálculos de suas repotencializações.

Na Tab.(3) estão as usinas desativadas onde todas estas não se tem os valores suficientes para os cálculos de suas repotencialização.

Tabela 1. Estimativas de repotencialização das hidrelétricas em operação no Estado do Rio de Janeiro.

Nome da usina/Bacia do Rio à qual pertence	Queda útil (m)	Vazão (m ³ /s)	Período de operação	Potência de projeto (kW)	Potência estimada (kW)
Fagundes/Rio Fagundes	114	7	desde 1924	2 x 2.400	2 x 4.305
Fontes Nova/Ribeirão das Lages	324	19,5	desde 1940	3 x 35.000	3 x 34.088
Funil/Rio Paraíba do Sul	85	1700	desde 1969	209.520	779.649
Nilo Peçanha/ Ribeirão das Lages	312	19	desde 1953	2 x 32.560	2 x 31.984
	312	29	desde 1953	4 x 78.715	4 x 48.818
Pereira Passos/Ribeirão das Lages	55	17	desde 1962	2 x 50.000	2 x 5.044
POTÊNCIAS TOTAIS				799.300	1.159.851

Tabela 2. Usinas em operação cujos dados catalogados são indisponíveis para os cálculos de repotencialização.

Nome da usina/Bacia do Rio à qual pertence	Período de operação	Potência de projeto (kW)
Alberto Torres/ Rio Preto	desde 1949	20.000
Catete/Rio Bengala	desde 1925	3 x 540
Chave do Vaz/Rio Negro	desde 1915	4 x 200
Franca Amaral/ Rio Itabapuana	desde 1960	4.000
Hans/Ribeirão Santo Antônio	desde 1911	110
Ilha dos Pombos/Paraíba do Sul	desde 1924	167.640
Macabu/Rio Macabu	desde 1950	21.000
Piabana/Rio Piabana	desde 1908	3 x 3.000
Vigário/Rio Pirai	desde 1952	4 x 19.120
Xavier/Rio Grande	desde 1959	6.208
POTÊNCIA TOTAL		306.858

Tabela 3. Usinas desativadas cujos dados catalogados são indisponíveis para os cálculos de repotencialização.

Nome da usina/Bacia do Rio à qual pertence	Período de operação	Potência de projeto (kW)
Antônio Carlos/Rio Negro	1949-1997	2 x 700
Chalet/Rio Bocaina	1910-1934	90
Comendador Venancio/Rio Muriaé	1914-1997	2 x 680
Fontes Velha/Ribeirão das Lages	1908-1989	51.250
Glicério/Rio São Pedro	1929-1971	2 x 600
Itamarati/Rio Itamarati	1896-xxxx	648
João Bonito/Ribeirão Boa Vista	1916-1931	2 x 60
Lucas/Ribeirão do Lucas	1913-1931	90
Quirino/Ribeirão Quirino	1913-1968	540
Roncador/Rio Santana	1959-1967	2 x 210
Salto Velho/Rio Paraíba do Sul	1920-1931	130
Santa Branca/Rio Santana	1935-1950	2 x 400
Santa Helena/Rio Paraibuna	1913-1932	880
Santana/Rio Santana	1928-1972	3 x 172
São João da Barra/Corrego S.J.B.	1928-1947	2 x 136
Sapucaia/Rio Santo Antônio	1929-1950	2 x 68
Tombos/Rio Carangola	1912-1997	2 x 1.440
Turvo/Rio Bocaina	1923-xxxx	264
POTÊNCIA TOTAL		62.996

Na Tab. (4) são mostrados os resultados da Tab. (1). Os ganhos representam os aumentos que se teriam com a estimativa de repotencialização obtida, que não pôde ser feito para os valores que aparecem marcados com (*), relativos às centrais da Tab. (2) e

Tab. (3), devido à insuficiência de dados. Estes valores foram calculados utilizando-se as mesmas taxas de ganhos das centrais da Tab. (1), uma vez que estas centrais são praticamente contemporâneas às das Tab. (2) e Tab. (3)

Tabela 4. Aumento estimado de potência das hidrelétricas ativadas e desativadas do Estado do Rio de Janeiro considerando, apenas a repotencialização.

Hidredétricas	Potência de projeto (kw)	Potência após repotencialização (kw)	Ganho de potência (kw)	Ganho de potência (%)
Ativas tabela 1	799.300	1.159.851	360.551	45,08%
Ativas tabela 2	306.858	*445.189	*138.331	*45,08%
Desativadas tabela 3	62.996	*91.394	*28.398	*45,08%
Totais	1.169.154	*1696434	*527.280	*45,08%

Na Tab. (5), os ganhos percentuais são calculados considerando-se as quantidades de energia disponível e de energia que será disponibilizada para o sistema, ou seja, no caso das usinas desativadas o

ganho é de 100 %, pois, mesmo antes da epotencialização ela disponibilizava potência nula para o sistema.

Tabela 5. Aumento estimado de potência das hidrelétricas ativadas e desativadas do Estado do Rio de Janeiro considerando a repotencialização e reativação.

Hidredétricas	Potência disponível atualmente (kw)	Potência após repotencialização e reativação (kw)	Ganho de potência (kw)	Ganho de potência (%)
Desativadas	0	91.394	91.394	100%
Ativadas	1.106.158	1.605.040	498.882	45,08%
Total	1.106.158	1.696.434	590.276	53,36%

4. Comentários

Com os cálculos de repotencialização das usinas hidrelétricas do Estado pode se observar um ganho muito alto na potência do hidrelétrica, mesmo sendo encontrado algumas potências estimadas menores que as reais o que não é possível, onde alguma de suas informações estão em desacordo com o que se deve ser na realidade. Onde estas verificações pode ser uma idéia de trabalho futuro, para detectar estes erros.

Observa-se ainda que muitas micros e PCHs se quer estão catalogadas pois no Estado do Rio de Janeiro possui outras usinas não citadas.

5. Conclusões

Com as repotencializações das hidrelétricas do Estado do Rio de Janeiro, conclui-se que com estas e as reativações das usinas hoje desativadas, pode se esperar um ganho considerável pois as potências atuais que somam 1.106mw passaria a somar 1.696mw, o que representa um ganho de 53.36% da energia produzida hoje no Estado.

Notou-se neste trabalho a necessidade de se levantarem dados mais precisos para algumas das mini

e PCHs catalogadas e de se catalogar outras para uma melhor avaliação da potência que certamente poderá ser bem maior do que a que foi calculada.

A repotencialização destas e outras PCHs é de grande importância não só pelo valor que a energia elétrica assume atualmente no Estado do Rio de Janeiro, e demais estados do Brasil, mas também devido a outros fatores como os de preservação ambiental.

Estas centrais, além de não poluírem, não causam nenhum impacto negativo ao meio ambiente por possuírem pequenos reservatórios, e por já estarem construídas. Elas causam um impacto positivo, uma vez que para continuarem funcionando, as quedas d'água e rios das quais fazem parte têm que ser preservados juntamente com as suas áreas de mananciais. Assim elas valorizam um bem que ultimamente tem estado no centro das discussões dos temas ambientais, a água potável.

7. Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução nº 394: Estabelece os critérios para o

enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas”, 4 dez. 1998, Brasília – DF, Brasil, 1998, 2p.

Paulon, J.G.R., Martins Neto, J.M., ELETROBRÁS, “Panorama Das Pequenas Centrais Hidrelétricas No Brasil”, Anais do 4º Encontro uso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia, Junho de 1999, Rio de Janeiro – RJ, Brasil, <http://www.cepel.br/~elab99/sessoes.htm>.

A CERJ e a História da Energia Elétrica no Rio de Janeiro”. (1993) – Memória Da Eletricidade - Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Rio de Janeiro.

A Energia Elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à ELETROBRÁS)”. (1977) - ELETROBRÁS – Biblioteca do Exército Editora - Rio de Janeiro.

Atlas de Energia Elétrica do Brasil”. (2008) - ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. 3a. edição. Brasília.

Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo material incluído neste artigo.



R. C. Gomes e T. M. de Souza, FEG/UNESP

RESUMO – Este estudo tem o objetivo de apresentar as micro centrais Hidrelétricas como uma alternativa simples e viável ao fornecimento de energia a comunidades rurais isoladas. Também será feito uma pequena explanação sobre o programa de universalização de energia e uma explicação sobre o princípio de funcionamento de uma Micro Usina Hidrelétrica e um exemplo de estudo para dimensionamento de um gerador para uma micro usina..

I. INTRODUÇÃO

As primeiras centrais hidrelétricas chegaram ao Brasil no final do século XIX e início do século XX. Na década de 50 o Brasil apoiou sua eletrificação nas pequenas e médias centrais, pertencendo ao município ou à iniciativa privada. Com isso, foram criadas verdadeiras malhas com a interligação de pequenos sistemas municipais, com o objetivo de obter confiabilidade e melhor operação desses empreendimentos. Com a inflação da época, houve uma diminuição dos investimentos privados no setor elétrico, impondo o Estado maior participação e com isso, incentivando grandes projetos de geração e deixando um pouco de lado os projetos de pequenas gerações.

Hoje a realidade energética é diferente. Para implementar a livre concorrência e competitividade, as concessionárias de energias foram privatizadas, em busca de aparência para atrair o capital estrangeiro. Dentro dessa nova realidade, com o trauma da crise energética de 2001, a centralização do planejamento energético do país no MME (Ministério de Minas e Energia) e o programa de universalização de energia, os pequenos aproveitamentos hidroenergéticos voltaram a receber atenção dentro do cenário energético nacional.

Atualmente, a classificação para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) está subdividida em micro, mini e pequenas centrais como mostra na classificação a seguir:

- Micro – $P \leq 100$ kW
- Mini – $100 \leq P \leq 1000$ kW
- Pequena – $1000 \leq P \leq 30000$ kW e área inundada de 3 km²

II. DESENVOLVIMENTO

1. As MCH's e o processo de universalização de energia

O Programa de universalização da energia consiste em levar a energia elétrica para as propriedades rurais com o objetivo de melhorar as condições de trabalho e elevando as condições de vida do homem no campo.

Apesar do fornecimento de energia elétrica no campo por meio do sistema interligado ter aumentado no país, ainda assim, em muitas localidades isso é inviável. Por isso, segundo dados de “Microsinas Hidrelétricas – Construção e Operação” (2000), dos 5,5 milhões de propriedades rurais brasileiras, somente pouco mais de 1 milhão são abastecidas com energia elétrica das concessionárias. Os 4,5 milhões restantes têm como opção o uso de moto-geradores (Diesel e gasolina), da energia solar (aquecimento de água, iluminação e acionamento de motores de baixa potência), da energia eólica (geração de eletricidade e bombeamento de água) e por meio do aproveitamento de cursos d'água que fazem o acionamento de micro centrais para gerar energia elétrica.

As micro centrais hidrelétricas, tal como já foi dito, são aquelas que operam com potência útil de 1 kW a 100 kW. De acordo com Santos (2003), “atualmente, o perfil daqueles que desenvolvem esse tipo de aproveitamento é caracterizado pelo isolamento da unidade consumidora, não tendo outra forma de suprimento, estando muito distante da rede convencional de energia elétrica”.

A construção de uma microsina é viabilizada quando o empreendedor informa à ANEEL a localização do empreendimento e as características do aproveitamento hidráulico, isentando-se de maiores burocracias. Quanto à questão ambiental, esta, mesmo mais simplificada do que em outros empreendimentos hidroenergéticos, depende da decisão dos órgãos ambientais, já que as microcentrais causam impactos ambientais, mesmo que atenuados.

Não se tem, atualmente, um censo que determine o estado geral das microcentrais no Brasil. O fato é que elas são operadas, em sua maioria, por autoprodutores para fins de consumo próprio e normalmente estão associadas a empreendimentos agroindustriais.

2. Componentes Principais para uma central de pequeno porte.

A estrutura básica de uma central de pequeno porte consiste em fazer a captação de água e conduzi-la para uma casa de máquinas, onde ocorrerá o processo de transformação da energia hidráulica em energia elétrica, e uma canalização da água para o rio.

Os componentes serão definidos a seguir:

- **Barragem:** Utiliza-se a barragem quando o curso do rio sofre variações constantes do nível. A sua função é de armazenar a água já que as centrais de pequeno porte são dimensionadas para trabalharem a fio d'água, isto é, trabalharem com a vazão firme do rio. A barragem pode ser

construída de madeira, terra, pedra ou concreto tendo cada tipo de construção tem características próprias, que devem ser levadas em consideração na fase de projeto da central.

- **Tomada D'Água:** A captação da descarga necessária para a alimentação das turbinas de uma central hidroelétrica é feita por uma estrutura denominada Estrutura de Captação, que no caso mais geral é constituída de dispositivos de proteção (desarenador e grades) e a tomada d'água propriamente dita. A implantação da estrutura de captação deve ser feita, sempre que possível, junto à margem do reservatório formado pela barragem e que normalmente se apresenta como local favorável também para expurgo dos sedimentos que se depositam no desarenador. Tal expurgo pode ser feito pelo próprio escoamento, através de dispositivos de limpeza convenientemente instalados. A estrutura de captação deve ser implantada ao longo de trechos retos ou do lado côncavo dos trechos em curvatura, pois os sedimentos transportados pelo escoamento são, na sua maior parte, carregados para a parte convexa, onde se depositam. Além disso, na parte côncava as profundidades são maiores e a captação das águas superficiais é feita livre de sedimentos trazidos por arrasto.
- **Canal de Adução:** Nos casos de aproveitamentos por derivação, quando é aproveitada a conformação topográfica de uma queda natural e a barragem tem o objetivo apenas de garantir o afogamento da boca da estrutura de captação, torna-se geralmente necessária a utilização de um canal de adução ligando a estrutura de captação até a tomada d'água que dá acesso aos condutos forçados.
- **Câmara de Carga:** Quando o sistema de adução utilizado é o canal a céu aberto, faz-se necessário a construção da câmara de carga, ou castelo d'água, que tem a função de fazer a transição da água do canal para a tubulação de alta pressão. A câmara de carga também tem a função de absorver as manobras bruscas que porventura possam ocorrer na central. Quando ocorre um fechamento brusco da válvula de entrada da turbina, ou do seu sistema de controle, dá-se o chamado golpe de aríete na tubulação forçada. A onda de pressão oriunda deste efeito é absorvida pela câmara de carga através de trasbordamento. Para isso, é necessário prever um sangradouro lateral na mesma, bem como um canal para reposição da água transbordada ao rio. A câmara de carga deve ser dotada de "stop-log" e de uma comporta desaeradora no fundo para permitir a limpeza de material sólido depositado no seu fundo e de uma grade, que tem a função de interceptar corpos flutuantes que eventualmente possam danificar a turbina.
- **Tubulação de Alta Pressão:** Também chamada de tubulação forçada, tem a função de conduzir a água do castelo d'água (câmara de carga ou

chaminé de equilíbrio) até a turbina. Normalmente são feitas de aço, mas também podem ser construídas por tubos de PVC.

- **Canal de Fuga:** Canal de fuga é a estrutura que faz a restituição ou recondução da água ao rio, após a passagem pela turbina. Um canal de fuga apresenta-se com as mesmas particularidades e características de um canal de adução e o seu comprimento depende do posicionamento da casa de máquinas em relação ao rio.
 - **Válvulas:** Em toda tubulação de centrais hidrelétricas, faz-se necessário a instalação de uma válvula próxima à turbina. A ela cabe o papel de proteger a turbina no caso de uma rejeição de carga bem como interromper o fluxo na tubulação por ocasião de reparos e manutenção da turbina. Em alguns casos especiais, em instalações de pequenas potências, inferiores a 5 kw, a própria válvula poderá fazer o papel de regulação da vazão, suprimindo o sistema de regulação da turbina, barateando os custos da central, já que um regulador de velocidade é um equipamento de custo considerável na implantação de uma central de pequeno porte. A válvula do tipo borboleta é a mais indicada para as centrais de pequeno porte.
 - **Comportas:** As comportas são órgãos de uma central cuja função é:
 - estancar a água que vai para o sistema condutor, permitindo a sua manutenção;
 - abrir o fundo da tomada d'água, de maneira a retirar a areia que, com o tempo, é depositada;
 - fechar os tubos de desvio do rio, durante a condução da barragem, para encher o reservatório;
- No primeiro caso as comportas são chamadas de "manutenção", no segundo de "desaeração" e no terceiro de "fundo". Para as centrais de pequeno porte as comportas são construídas em forma de gaveta, capazes de serem operadas sob fluxo hidráulico. Estas comportas podem ser feitas de chapa de aço, ferro fundido ou madeiras.
- **Grades:** da água ao longo do canal de adução. A câmara de carga deve ser equipada com um ou mais painéis de grades, visto que é necessário impedir a entrada de corpos sólidos junto com o fluxo d'água de acionamento da turbina, porque as suas dimensões e rigidez podem prejudicar o rendimento ou até mesmo danificar a turbina e/ou equipamento associados. Assim, o dimensionamento do escapamento entre as barras de grade não deve ser maior que a menor dimensão da seção de passagem do fluxo d'água de acionamento da turbina. Para isto, sugere-se comparar as seguintes seções:
 - Distância entre palhetas do distribuidor;
 - Distância mínima entre as pás do rotor da turbina Francis ou hélice;
 - válvula agulha do injetor da turbina Pelton;

- Válvula ou registro do fluxo de água de acionamento da turbina.

É importante salientar que a posição e inclinação, bem como o dimensionamento e detalhamento de fabricação da grade, devem ser definidos ou submetidos à apreciação do fabricante da turbina.

- **Turbinas Hidráulicas:** As turbinas hidráulicas utilizadas nas centrais hidrelétricas de pequeno porte devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e manutenção, dando-se grande importância à sua robustez. Para selecionar o tipo de turbina, deve-se analisar a queda líquida em metros e a vazão em metros cúbicos por segundo (m³/s) levando em consideração todas as perdas envolvidas. Através destes dois parâmetros é possível, através do catálogo do fabricante, identificar qual a que melhor se adapta ao projeto. Basicamente existem dois tipos de turbinas hidráulicas: as de ação e as de reação. Tradicionalmente, o uso de turbinas hidráulicas em centrais de pequeno porte, tem-se concentrado na roda Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação. Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação. Para micro centrais, as turbinas de fluxo cruzado, tipo Michell Banki, têm sido bastante utilizadas devido à sua simplicidade e baixo custo.
- **Casa de Máquinas:** A casa de máquinas é o local onde são instalados as máquinas motrizes e os geradores. Geralmente abriga uma área destinada aos serviços de manutenção e instalação dos quadros de medição e de comando e dos circuitos de proteção. A casa de máquinas é uma construção para abrigo do sistema gerador de energia elétrica e deve ser compatível com as máquinas ali instaladas. Os materiais de construção podem ser quaisquer, dependendo das disponibilidades locais. Usualmente são utilizados madeira ou alvenaria de tijolo, materiais bastante difundidos e de custo baixo.
- **Geradores Elétricos:** Os geradores elétricos utilizados em centrais produtoras de eletricidade são máquinas que produzem energia elétrica de corrente alternada com a frequência definida pela rotação a que são submetidas. A energia elétrica no Brasil adota a frequência de 60 Hz. Os geradores mais utilizados são do tipo monofásico para baixa potência e trifásico para motorização de hidrelétricas. Máquinas síncronas são conversores rotativos que transformam energia mecânica de rotação em energia elétrica, ou, no sentido inverso, energia elétrica em energia mecânica de rotação. No primeiro caso constituem os geradores elétricos e no segundo os motores. Como funcionam com base nos princípios da indução magnética os motores e geradores são similares em sua forma construtiva diferindo apenas quanto ao emprego.

3. Princípio de funcionamento

O principal item para o funcionamento de uma Usina MCH é que o gerador esteja em um nível inferior ao nível de captação de água. Isso para que a turbina possa ser acionada.

O processo começa com o estudo da melhor topografia para que favoreça uma boa queda entre o nível da água e o nível onde está localizada a turbina.

Com esse desnível, a força da água fará com que a turbina gire, acionando o gerador, que por sua vez, irá gerar a tensão elétrica em seus terminais de saída, dependendo da rotação da turbina e do controle do fluxo de água, através abertura da válvula de gaveta.

Considerando-se a época das cheias, onde o nível das água se elevam, é necessário um sistema de escape para descarte do excesso de água. Por isso, há necessidade de se ter uma “câmara de carga”, para que o excesso seja devolvido para o leito do rio, e também fazer a filtragem de corpos flutuantes que possam danificar a turbina, como por exemplo, pedaços de madeiras, pedras, etc.

A figura a seguir ilustra um exemplo de uma usina em funcionamento.

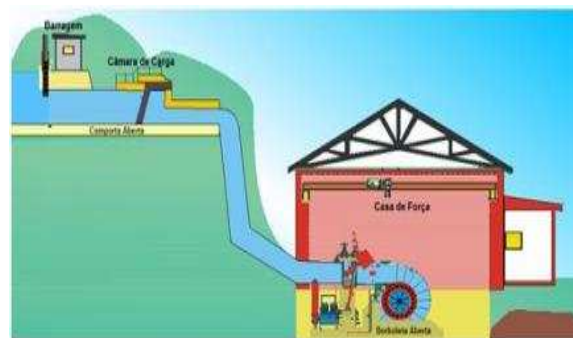


FIG. 1 – Exemplo de uma usina

III. ESTUDO DE CASO

Considerando um rio em uma comunidade rural, foi feito uma avaliação para implementar uma micro usina para geração de energia. De acordo com os dados levantados, foi verificado uma altura de queda bruta do rio (H_b) de 30 metros, e uma vazão (Q) de 0,2 metros cúbicos por segundo. Com esses dados, pode ser calculado a potência máxima do gerador a ser aplicado.

O método para determinar a Potência do gerador dessa usina é da seguinte forma:

- Pot. Bruta = $9,81 \times Q[\text{m}^3/\text{s}] \times H_b[\text{m}]$
- Pot. Elétrica = $0,55 \times \text{Pot. Bruta}$

Para este caso, a potência bruta e a potência elétrica será:

$$\text{Pot. Bruta} = 9,81 \times 0,2 \times 30 = 58,86 \text{ kW}$$

$$\text{Pot. Elétrica} = 0,55 \times 58,86 = 32,37 \text{ kW}$$

Portanto, a potência do gerador a ser instalada será de 40 kW.

IV. CONCLUSÃO

As micro centrais hidrelétricas podem ser consideradas como uma boa alternativa de geração para as pequenas comunidades no meio rural, onde o acesso às linhas de transmissão seja inviável.

É importante ressaltar que as microusinas dentro das comunidades rurais assumem grande importância social à proporção em que contribuem para o aumento da produtividade no campo e propiciam a melhoria da vida do homem na zona rural. Além disso, mesmo que o empreendimento seja feito primordialmente com finalidades empresariais, representa importância social.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Manual de Aplicação de Sistemas Descentralizados de Geração de Energia Elétrica para projetos de Eletrificação Rural – Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH's – versão 1 <http://www.cepel.br/~per/download/rer/rt-787-00.pdf>

[2] Gama Vianna, Fabiana e Nelson Carvalho Vianna, Augusto – Microcentrais hidrelétricas: alternativa às comunidades rurais isoladas. Site: [http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CBPE2004/Artigos/MICROCENTRAIS_HIDRELTRICAS - ALTERNATIVAS COMUNIDADES RU.pdf](http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CBPE2004/Artigos/MICROCENTRAIS_HIDRELTRICAS_-_ALTERNATIVAS_COMUNIDADES_RU.pdf).

[3] Site: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/>

[4] http://www.cndpch.com.br/zpublisher/paginas/raio-x_usinas.asp

Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo material incluído neste artigo.



M.O. Louzada, M.Z.Fortes, C.J.M.Albuquerque e J.T. Carvalho, Universidade Severino Sombra/Vassouras - RJ

I. INTRODUÇÃO

A Tarifa é hoje considerada uma das mais importantes variáveis a serem abordadas em discussões quando o tema é o custo de serviços como saneamento, eletricidade, transporte e comunicação, necessidades essenciais na vida de uma sociedade.

A aplicação ou escolha de tarifa de forma inadequada poderá acarretar crises financeiras e impacto direto na economia, como ocorreram em muitos países da América Latina causando enormes prejuízos para o setor elétrico. [1]

Em toda análise tarifária deve-se empenhar para definição de tarifas que induzam aos consumidores o uso racional e econômico da energia elétrica e que promova a eficiência das empresas, com a máxima qualidade e produtividade, fazendo com que o produto da empresa se torne competitivo no mercado internacional.

Com os constantes aumentos dos custos de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica uma análise econômica das tarifas e a classificação de tensão é essencial para viabilidade de uma instalação.

Este trabalho não aborda especificamente as regras dos consumidores livres, enfatiza como são impactados os clientes cativos, que ainda em quantidade são a grande maioria.

II. MODELOS INSTITUCIONAIS

Atualmente, alguns países como Brasil, Argentina, Peru, Venezuela entre outros, buscam um modelo institucional capaz de atender aos seguintes objetivos: promover eficiência e produtividade, atrair capitais privados para o setor, prover condições igualitárias às empresas concessionárias, aumentar a capacidade de geração de recursos próprios e definir claramente as funções do Estado.

Entre os vários modelos existentes ou propostos, pode-se dividi-los em seis grupos básicos [1], os quais, de forma combinada ou não, vêm sendo ou serão utilizados em diversos países. Os tipos apresentados diferem basicamente em relação à forma como são tratadas as transações de energia elétrica nos diversos segmentos da indústria elétrica (geração, transmissão e distribuição).

- Nacional Integrado
- Área Integrada
- Geração/Transmissão Centralizados

- Geração/Transmissão Centralizados com concorrência na Geração
- Transmissão Centralizada
- Pool Competitivo
 - O modelo Pool Competitivo que é a base de nosso estudo, baseia-se no conceito que as empresas de distribuição compram energia das empresas geradoras e a distribuem aos consumidores finais, que também podem comprar energia diretamente das empresas de geração.

O sistema de transmissão pode se organizar em uma única empresa, como no modelo Transmissão Centralizada, ou, se compor de ativos de propriedade de diversas empresas, especializadas ou não em transmissão. Em qualquer caso, os proprietários do sistema de transmissão terão direito a um pedágio. O Pool garantirá o acesso de todos os produtores à rede de transmissão.

De uma forma geral, é importante comentar que o modelo mais adequado para cada país e aquele que melhor se adapta às condições locais, o que envolve considerações de natureza técnica, econômica, social, política e conjuntural. A figura 1 apresenta um diagrama em blocos deste modelo.

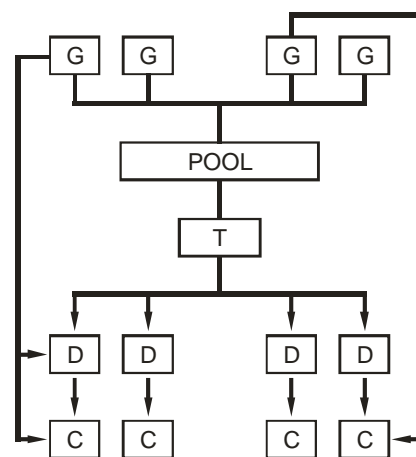


Figura 1. Modelo Institucional Pool Competitivo

III. MODELOS DE REGULAÇÃO E TARIFAÇÃO

Um dos aspectos mais relevantes das recentes reformas introduzidas no setor elétrico é a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, igualdade e justiça social, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial

Apesar da liberalização da indústria e da introdução

de regras de mercado, especialmente no segmento de geração, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica permanecerão funcionando como monopólios naturais, uma vez que é mais ineficiente a construção de linhas de transmissão ou distribuição paralelas, pertencentes a empresas diferentes e concorrendo no atendimento a consumidores na mesma área, do que ter apenas uma concessionária local, e a necessidade de grande volume de investimentos específicos, o que representa uma barreira à entrada de novos concorrentes.

Conceitua monopólio natural como “uma empresa que pode arcar com toda a produção para o mercado com um custo inferior ao que existiria caso houvesse outras empresas. Se uma empresa possui monopólio natural é mais prático deixar que sirva o mercado sozinha do que deixar outras entrarem para competir.” [2] A existência de uma segunda empresa resultaria na soma dos seus custos unitários superior ao custo da empresa monopolista.

A regulação de monopólios naturais envolve problemas complexos devido ao elevado grau de assimetria de informações pró-produtores e à necessidade de resolver tensões entre as eficiências produtivas (obtenção do maior rendimento ao menor custo), distributiva (minimizar a apropriação de excedentes econômicos por parte do produtor) e alocativa (maior volume de transações, gerando a maior renda agregada).[3]

Um dos maiores problemas a ser enfrentado pelo regulador setorial no processo de monitoramento das concessionárias, diz respeito à assimetria de informações entre este e a empresa regulada, detentora das informações, que pode levar ao problema da captura regulatória. Na ocorrência da captura do regulador, as decisões de regulação estariam subordinadas aos interesses da firma regulada, em detrimento do consumidor. Para tentar evitar esses problemas, o regulador deve dispor de métodos de obtenção de informações para aferir os dados fornecidos pela empresa, o que toma este processo oneroso para todos os atores da transação.[4]

No setor elétrico foram desenvolvidos quatro modelos básicos de tarifação: tarifação pelo custo do serviço, tarifação com base nos custos marginais, revenue cap e o price cap e apresentaremos uma tendência yardstick competition, também conhecida como regulação de desempenho.

No Brasil e na maioria dos países, até pouco tempo, o modelo adotado era o custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno, que visava a eficiência distributiva através da equivalência entre os custos e as receitas, para se evitar que o produtor atingisse lucros de monopólio. Na prática, este método não trouxe incentivos para minimizar custos, além de gerar ineficiência produtiva devida à remuneração garantida e prejudicar os consumidores com repasses dos custos de investimentos desnecessários.[3]

III.1 TARIFAÇÃO PELO CUSTO DE SERVIÇO

A tarifação pelo custo do serviço é o regime tradicionalmente adotado para a regulação tarifária de

setores caracterizados como monopólios naturais. Esta prática generalizou-se a partir da experiência norteamericana com a regulação de monopólios privados de serviços públicos. Essa regra tarifária é também conhecida como custo contábil, custo histórico ou taxa de retomo fixa e foi o regime adotado pela legislação brasileira como modelo de remuneração das empresas de prestação de serviços de energia elétrica, até a implantação do price cap. [5] A base desta tarifação é a fixação de uma taxa de remuneração do capital investido (relacionado aos investimentos em ativos de produção) atrativa ao investidor, onde as tarifas são calculadas para satisfazer a esta taxa.

O grande problema associado a esta forma de tarifação reside na ineficiência produtiva, pois a empresa tenderá a investir desnecessariamente para justificar uma necessidade de maior nível tarifário, o que termina por onerar os consumidores, uma vez que não é exigida a comprovação da necessidade do investimento (o investimento não precisa ser prudente). Esta reação, resultante do incentivo ao sobreinvestimento e à má alocação de recursos é conhecida na literatura como efeito Averch-Johnson.

III.2 TARIFAÇÃO PELO CUSTO MARGINAL

A tarifação ao custo marginal teve sua origem na Eletricité de France — EDF [5] e, desde 1977 no Brasil, grupos de trabalho com participação das principais empresas concessionárias, coordenados pelo extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e a Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS, com consultoria da EDF, realizaram estudos para implantação deste modelo no sistema elétrico brasileiro.

A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Sua principal motivação - aproveitando a característica multiproduto do setor elétrico é atingir maior eficiência econômica. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas e outras.

Para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, devem ser consideradas três requisitos básicos: potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo; energia total consumida em kWh; e desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A partir dos dados sobre a potência requerida, a energia consumida e as características que compõem a demanda, torna-se possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e do sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do

comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores.

Os principais tipos de tarifas, inspiradas no princípio do custo marginal, são:

monômias: tarifas definidas apenas com base na energia consumida - tarifa de consumo;

binômias: tarifas que incorporam dois componentes de faturamento, a saber: um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);

horazonais: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano;

em blocos: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é progressiva no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda (no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, a tarifa é decrescente e visa incentivar o aproveitamento das economias de escala do sistema);

interruptíveis: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;

instantâneas: tarifas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado spot de energia elétrica.

função do tempo de utilização: Essas tarifas são determinadas em função do tempo de utilização dos consumidores, ou seja, em função de seu fator de carga. Podem ser classificadas em tarifas de curta, média e longa utilização, as quais variam em função dos custos respectivos em cada período.

variáveis em função do preço do produto: Essas tarifas consideram os custos de fornecimento e os preços dos produtos finais dos consumidores. São destinadas aos consumidores eletrointensivos e são vinculadas à comercialização de grandes blocos de energia.

Apesar de todos os esforços teóricos, o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais; penalização dos peak-users pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de expertise para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes.

A incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem levado a dois resultados relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia nos segmentos desregulados da indústria (mercado spot).

III.3 TARIFICAÇÃO PELO PRICE CAP

O mecanismo de tarifação conhecido como price-cap constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o Retail Price Index (RPI), menos um percentual equivalente a um fator X de produtividade, para um período prefixado de anos. Esse mecanismo pode envolver, também, um fator Y de repasse de custos para os consumidores, formando a seguinte equação: $RPI-X+Y$.

O price-cap é visto como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.

Dessa forma, a adoção do price-cap contribui para reduzir o risco de captura das agências reguladoras (ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações) e para incentivar a ação eficiente das empresas, uma vez que, com preços fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais.

Contudo, este método de tarifação requer a definição, pelo regulador, de uma série de variáveis relevantes, tais como:

- Indexador de preços, fator de produtividade,
- Grau de liberdade para a variação de preços relativos,
- Grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores
- Formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade do atendimento.

III.4 TARIFICAÇÃO PELO REVENUE CAP

Esse critério é uma variante do price cap, onde o controle se dá na receita permitida estabelecida pelo regulador para cada empresa, incidindo sobre ela um fator de eficiência.[3]

É um método cuja vantagem das empresas é a liberdade de alterarem a estrutura tarifária para se adaptarem a mudanças nos padrões de consumo, mas esta característica pode se tornar desvantagem, visto que, ao fazer uso dessa possibilidade de diferenciação tarifária entre as diferentes classes permite praticar subsídios cruzados, prejudicando alguns consumidores. Pode-se apontar também como desvantagem, o aumento dos custos regulatórios pela necessidade de maior controle sobre diversos parâmetros da empresa.

Uma parâmetro importante a ser considerado para cada método, é o lag regulatório (intervalo entre as revisões tarifárias).[3]

Em relação à regulação pela taxa de retomo, quanto mais curto for o intervalo, menor será o risco que o concessionário estará exposto na forma de variação de preços, incentivando o concessionário a informar os custos realmente incorridos. Já um intervalo regulatório longo, implicando em demora para ressarcimento de custos através do reajuste de tarifas, fará com que o monopolista tenda a inflacionar os

custos declarados, ou evitar mais investimentos de capital cujos custos viessem a demorar para serem incorporados à base tarifária. Há, portanto, um importante equilíbrio embutido no período de revisão tarifária. Esse intervalo regulatório também deve levar em conta a estabilidade dos preços. Em tempos de preços estáveis, é possível operar com defasagens temporais mais longas do que em períodos de instabilidade de preço (inflação do custo de fatores). Neste último caso, um período de revisão excessivamente longo pode comprometer o equilíbrio financeiro da concessionária.[6].

Um lag regulatório muito curto associado à utilização do método price-cap pode aumentar o risco regulatório da empresa por reduzir a oportunidade da apropriação de lucros extraordinários. Já um intervalo muito extenso pode gerar dificuldades para o regulador fiscalizar as empresas e observar mudanças que possam gerar lucros ou prejuízos excessivos.

III.5 TARIFAÇÃO PELO YARDSTICK COMPETITION

A yardstick competition é uma forma de regulação através de incentivos, também conhecida como regulação de desempenho, adotada nos casos de monopólio natural. Este instrumento procura introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica [7].

O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das empresas, utilizados no acompanhamento de custos e preços. A aplicação deste mecanismo está relacionada à comparação entre monopólios regionais operando no mesmo setor.

A remuneração de uma empresa é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor, observando-se os padrões estabelecidos, o que faz com que ela seja sensível aos custos e comportamento de suas congêneres. Como o regulador é prejudicado pelas grandes assimetrias de informação em relação às *utilities*, a adoção da regulação por comparação torna-se mais efetiva do que aquela feita para cada firma individualmente.

Na prática, a heterogeneidade das empresas fez com que os reguladores, com o objetivo de facilitar a comparação entre elas, criassem subconjuntos de empresas de características mais semelhantes e definissem uma empresa hipotética (*shadow firm*), também conhecida como “empresa-sombra”, que servisse como critério de comparação para cada subconjunto.

A “empresa-sombra”, composta pela média de variáveis representativas das empresas que pertencem a um mesmo subconjunto, é utilizada como um modelo de referência (*benchmark*) para a competição entre as firmas.

Este método pode ser utilizado de forma complementar a qualquer critério de tarifação. A tendência tem sido a sua adoção juntamente com o método price-cap, no qual o preço-teto estabelecido é aquele necessário para remunerar adequadamente os investimentos da “empresa-sombra” de cada

monopólio regional. Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos do que os da “empresa-sombra”, ela será recompensada com lucros extraordinários [7]

Algumas experiências recentes de aplicação da yardstick competition no setor elétrico têm aprimorado os critérios de comparação entre as empresas com a inclusão de indicadores do nível de renda dos consumidores e parâmetros físicos das redes e plantas das firmas.

Embora a yardstick competition represente uma inovação regulatória importante, o seu uso é mais adequado para o caso em que o mercado apresente uma quantidade de empresas que seja suficiente para evitar a manipulação de dados entre elas. Vale registrar, contudo, que este método envolve elevados custos regulatórios no acompanhamento dos custos e do desempenho das empresas reguladas [7].

IV. MERCADO DISTRIBUIÇÃO E TARIFAÇÃO NACIONAL

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. São atendidos cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, em mais de 99% dos municípios brasileiros. [8] [9]

A tabela 1 apresenta um resumo do número de consumidores e energia distribuída.

Cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor, e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas, conforme visualizado na tabela 2.

O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, são considerados pass-through, uma vez que são repassados integralmente para as tarifas de energia, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados (como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica etc). Esse primeiro conjunto é identificado como “Parcela A” da receita da concessionária de distribuição.

O segundo conjunto refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço.

Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.

Tabela 1 – Numero de Consumidores e Total de consumo em GWh.ano [9]

Empresa	Res.					Total				
	Res.	Ind.	Com.	Resid.	Total	Res.	Ind.	Com.	Resid.	Total
RES SUL	901.740	11.438	50.041	96.124	1.109.103	1.890	2.520	978	744	7.002
AMPA	2.007.069	5.011	142.142	50.546	2.218.088	3.481	942	1.691	228	7.452
BRANDIRANTE	1.283.296	6.798	91.109	8.293	1.490.948	2.940	2.961	1.545	98	8.058
BOA VISTA	61.928	331	6.273	1.601	70.739	176	13	84	8	370
BOKORINHÁ	126.462	356	16.588	12.413	151.042	190	232	86	18	538
BRAGANTINA	93.121	1.335	7.879	11.832	115.055	181	225	78	50	588
CAUBÁ	166.806	2.882	16.469	16.984	199.182	338	217	187	53	948
CEAD	703.354	2.666	47.172	9.148	771.364	740	374	432	116	2.114
CEAM	169.874	983	17.709	13.255	206.967	244	45	85	18	574
CEB	673.322	1.464	78.414	8.972	766.493	1.705	164	1.303	90	4.294
CEEE	1.178.398	12.628	108.425	78.485	1.383.102	2.332	1.397	1.712	446	6.563
CELESC	1.672.117	64.817	170.727	220.546	2.147.974	3.747	4.878	2.360	1.649	13.829
CELIG	1.705.600	12.095	165.383	146.786	2.048.249	2.682	1.712	1.410	561	7.874
CELPA	1.270.590	4.037	126.335	62.484	1.499.154	1.945	1.082	1.126	112	5.117
CELSA	2.304.670	11.830	174.002	156.519	2.678.048	3.030	1.526	1.746	334	8.171
CELTINS	292.046	2.312	29.799	41.219	372.546	392	126	224	73	1.068
CEMAR	1.258.850	9.366	103.866	47.047	1.437.812	1.353	472	634	104	3.230
CEMAT	692.801	13.547	72.467	85.362	875.336	1.416	899	979	444	4.347
CEMIG	3.188.601	73.349	560.835	541.633	5.439.823	8.813	4.830	4.078	1.504	20.693
CEPSA	701.693	4.074	66.278	25.616	812.266	709	212	348	67	1.719
CERON	302.779	2.252	30.722	76.593	416.276	579	271	372	154	1.627
CEFLD	46.050	674	3.625	1.371	46.067	67	88	42	8	228
CHESP	21.593	275	2.378	3.658	28.373	27	11	13	10	78
COELBA	3.363.698	18.714	267.180	180.936	3.897.048	4.042	2.169	2.296	357	11.403
COELCE	2.036.981	6.005	146.678	263.884	2.490.222	2.412	1.168	1.339	454	6.553
COPEL	2.713.463	58.778	286.451	333.567	3.437.061	5.143	6.278	3.722	1.522	18.523
COGEM	827.558	4.833	65.483	47.302	963.500	1.154	685	684	196	3.419
COFEL	2.914.904	46.678	260.520	90.426	3.334.869	6.111	5.557	3.767	966	18.869
COFL LESTE	37.635	540	4.065	4.736	47.816	74	63	31	61	281
COPE F. CALDAS	52.551	339	5.630	600	59.558	95	154	58	7	352
ELETROBRAS	124.915	748	13.802	22.273	164.086	231	30	115	26	528
ELEKTRO	1.712.012	21.780	133.693	113.696	2.005.070	3.259	3.452	1.496	682	10.055
ELETROPÁULO	5.243.309	31.594	360.216	793	5.651.696	13.500	6.434	10.057	27	32.548
ENERGISA MG	254.575	3.490	29.148	50.306	341.785	329	240	159	123	974
ENERGISA PB	815.750	4.473	67.563	66.030	970.494	864	460	408	155	2.387
ENERGISA SE	461.890	2.887	31.158	14.528	517.332	564	314	332	58	1.654
ENERGISA RJ	579.586	4.430	57.093	66.728	716.941	943	465	631	314	2.833
ESCALA	860.408	10.956	92.931	124.479	1.100.882	1.488	1.056	976	411	4.568
ESUACU	18.938	495	2.998	4.261	27.027	37	75	25	28	180
LIGHT	3.209.764	11.073	240.879	10.392	3.489.256	7.342	1.963	5.742	49	18.235
MANAUS	383.919	2.320	37.578	637	428.676	815	1.539	654	7	3.507
NACIONAL	78.450	1.424	8.176	3.836	93.002	166	97	77	47	450
NOVA FRIBURGO	76.960	933	7.672	791	86.762	134	52	57	8	281
PANAMBI	12.369	146	850	236	13.741	22	32	10	2	74
PARANAPANEMA	124.975	2.422	11.970	8.717	150.108	234	136	109	80	663
PIRATINGA	1.182.976	8.220	79.806	7.520	1.288.417	2.644	2.945	1.550	150	8.013
RGE	872.178	31.204	99.934	139.739	1.154.946	1.605	2.494	930	671	6.464
SANTA MARIA	50.356	980	6.207	18.094	77.770	86	66	56	81	330
SULSEP	94.913	612	6.782	2.144	106.633	79	81	24	5	222
UBIRACÊ	50.920.777	162.552	4.335.990	3.305.522	59.789.137	90.001	63.217	56.818	13.438	259.860
UNIASSEL	510.123	6.261	51.294	36.104	617.770	979	948	494	349	3.280
TOTAL	31.434.900	322.813	4.487.250	3.344.026	60.404.907	90.980	64.163	57.312	13.787	263.144

Tabela 2 – Composição da Receita Requerida – Parcela A e Parcela B.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A	PARCELA B
(custos não-gerenciáveis)	(custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações de Conexão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	Outros
Operador Nacional do Sistema (ONS)	P&D e Eficiência Energética
	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida

em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora. Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

IV.1 MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As empresas de distribuição de energia elétrica fornecem energia elétrica a seus consumidores com base em obrigações e direitos estabelecidos em um Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica na sua área de concessão. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconhece que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos:

IV.1.1 - Reajuste tarifário anual

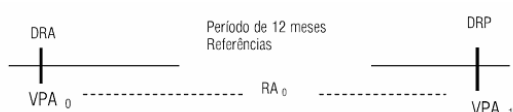
O objetivo do Reajuste Tarifário Anual (IRT) é restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário. Conforme já citado, a receita da concessionária é composta por duas parcelas. A “Parcela A” representada por “custos não-gerenciáveis” da empresa, e a “Parcela B” que compreende o valor remanescente da receita, representado por “custos gerenciáveis”.

De uma forma sintetizada, pode-se afirmar que em cada reajuste anual de um novo período tarifário - Data de Reajuste em Processamento (DRP) - a distribuidora tem consolidada, com base na estrutura e níveis tarifários então vigentes, a sua Receita Anual referente aos últimos doze meses - RA₀. Tem também consolidado, o valor da “Parcela A”, considerando os valores e condições vigentes na Data de Referência Anterior - VPA₀.

O novo valor da “Parcela A” - VPA_1 - na Data de Reajuste em Processamento - DRP - é obtido pelo somatório dos valores então vigentes para cada um de seus itens, conforme detalhado no quadro COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA. O valor da “Parcela B” - VPB_0 - na Data de Referência Anterior - DRA - é obtido pela diferença entre RA_0 e VPA_0 . O novo valor da “Parcela B” - VPB_1 - é resultante da “Parcela B” - VPB_0 -, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste.

Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT), com base no método ilustrado na figura 2:

Figura 2. Composição do Cálculo do Reajuste Anual



IV.1.2 – Encargos, Tributos e Subsídios

Os consumidores de energia que já contribuía para a arrecadação de recursos para as diversas esferas do Governo passaram a arcar com os custos da implantação de políticas sociais. Estes arcam também com o crescimento de tributos como ICMS e PIS/COFINS e da criação de novos como a Contribuição de Iluminação Pública.

No Brasil o setor elétrico tem um papel relevante na transferência de renda e arrecadação fiscal. É tributado com altas alíquotas

Na figura 3 apresenta-se um diagrama de fluxo que evidencia a dimensão de como o setor elétrico se transforma em um instrumento de transferência de renda e sendo definidora da evolução do setor.

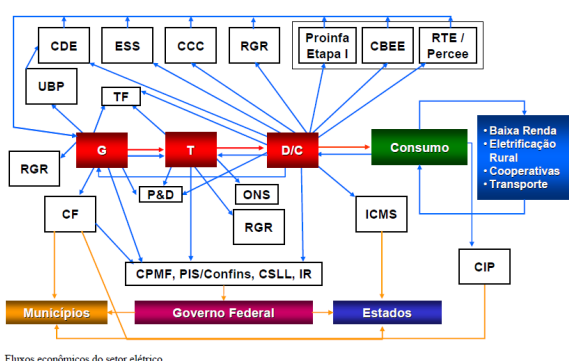


Figura 3 – Fluxos Econômicos do setor elétrico [8]

IV.1.3 – Caso Especial – O Cálculo do ICMS

Demonstra-se a seguir como é realizado na fatura, o cálculo do ICMS sobre os consumidores de energia cativos. O ICMS – Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviço incide sobre as tarifas de energia elétrica em percentuais diferenciados, dependendo da faixa de consumo. O cálculo do ICMS de acordo com a Lei 6.374/89 estabelece que a alíquota incida sobre o próprio ICMS isto é o chamado cálculo por dentro.

Exemplo:

Têm-se em uma fatura de energia com sua base de cálculo no valor de R\$ 1000,00 considerando o ICMS de 30% pelo cálculo por fora:

$$\text{Valor_da_Base_de_Cálculo} \times \left[1 + \left(\frac{\text{Alíquota_ICMS}}{100} \right) \right] =$$

$$R\$1.000,00 \times \left[1 + \left(\frac{30}{100} \right) \right] = R\$1.000,00 \times (1,30) = R\$1.300,00$$

Valor da fatura de Energia emitida ao cliente – R\$ 1.300,00. Quando retira-se os 30% da alíquota, que é repassado:

$$R\$1.300,00 \times \left[\left(\frac{30}{100} \right) \right] = R\$1300,00 \times 0,3 = 390,00$$

A distribuidora de energia retira do seu faturamento R\$ 90,00, este é o motivo de ser realizado o cálculo por dentro. Efetuado a incidência do ICMS nele próprio, tem-se que realizar o cálculo de outra forma:

$$\text{Valor_da_Base_de_Cálculo} \times \left[\frac{1}{\left(1 - \frac{\text{Alíquota_ICMS}}{100} \right)} \right] =$$

$$R\$1.000,00 \times \left[\frac{1}{\left(1 - \frac{30}{100} \right)} \right] = R\$1.000,00 \times 1,4285 = R\$1.428,57$$

Quando retira-se os 30% da alíquota que é repassado:

$$R\$1.428,57 \times 0,3 = R\$428,57$$

Verifica-se com subtração R\$ 1.428,57 – R\$ 428,57 a distribuidora permanece com o seu faturamento intacto. Com o aumento das tarifas de energia elétrica decorrente do processo de privatização, a arrecadação do ICMS cresceu proporcionalmente. O ICMS cobrado nas contas de energia elétrica passou a significar parte importante da receita dos estados.

A tabela 3 apresenta um resumo destas alíquotas por estado.

Tabela 3 – Alíquotas de ICMS por estado dos clientes Residenciais, Comerciais e Industriais

	KW	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	
RESIDENCIAL	[0:30]															
	[31:50]															
	[51:60]															
	[61:80]		12%			25%				25%						
	[81:90]															
	[91:100]		16%						12%					17%		
	[101:140]				25%							10%			10%	15%
	[141:150]						27%		25%	29%		17%				17%
	[151:200]															
	[201:220]		25%	25%		12%			17%			30%				25%
[221:250]						27%										
[251:300]								21%		25%					25%	
[301:400]																
[401:500]									25%		30%		25%		30%	
> 500																
INDUSTRIAL	[0:50]															
	[51:100]		12%						12%							
	[101:140]		16%													
	[141:200]			17%	25%	12%				29%	30%	18%	17%	30%	25%	
	[201:300]															
	[301:1000]		25%						21%							
> 1000																
COMERCIAL	[0:50]															
	[51:100]		12%						12%							
	[101:140]		16%													
	[141:150]			17%												
	[151:200]															
	[201:220]				25%	12%										
	[221:250]															
	[251:300]															
	[301:1000]		25%						17%							25%
	> 1000															

Tabela 4 – Distribuidoras por Região que menos impactam sofrem com a alíquota do ICMS

Região	Sigla	Posição com Tarifa s/ICMS	Posição com Tarifa c/ICMS	Dif.	Alíquota
Nordeste	COELBA	52	47	5	12,96%
Centro Oeste	ENERSUL	50	45	5	17%
Nordeste	ESE	48	43	5	17%
Nordeste	ENERGIPE	46	41	5	17%
Sul	AES SUL	38	33	5	17%
Sudeste	EDEVP	24	19	5	18%

Uma análise das distribuidoras que mais sofrem impacto pela alíquota de ICMS esta apresentada na tabela 5.

Tabela 5 – Distribuidoras de Energia que mais se impactam com a alíquota de ICMS

Região	Sigla	Posição com Tarifa s/ICMS	Posição com Tarifa c/ICMS	Dif.	Alíquota
Sudeste	AMPLA	55	60	-5	30%
Centro Oeste	CEMAT	43	51	-8	30%
Sudeste	LIGHT	42	50	-8	30%

V. SIMULADOR E ESTUDO DE CASO

Para melhor avaliar-se as diversas situações tarifárias nacionais, desenvolveu-se uma ferramenta computacional. A figura 5 ilustra uma das telas do software referente ao cadastro das concessionárias.

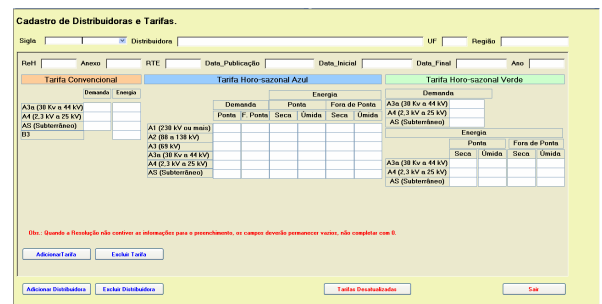


Figura 5 – Tela Suporte para cadastro das Distribuidoras/Concessionárias

Para avaliação da aplicabilidade da ferramenta, simulou-se um estudo para um Hotel de grande porte atendido com tensão de entrada de 34,5 kV classificação A3a, Tarifação Horó Sazonal Verde, atendido atualmente por concessionária da região Nordeste. Sua fatura no mês de Setembro de 2009 apresenta os seguintes dados:

- Demanda Ponta em kW = 1450
- Consumo na Ponta em kWh = 57.165
- Demanda Fora de Ponta em kW = 1450
- Consumo Fora de Ponta em kWh = 545.880

Em análise com a mesma distribuidora, alternado-se a classe, os valores de tarifa encontrados seriam os apresentados na tabela 6.

Em pesquisa realizada identificou-se 62 concessionárias de energia no Brasil, sendo 20 na região Sudeste, 16 na região Sul, 13 na região Nordeste, 7 na região Norte e 6 na região Centro-Oeste e Distrito Federal.

Quando classificam-se as distribuidoras pelo impacto do ICMS, pode-se observar que algumas distribuidoras melhoram sua posição no ranking, conforme ilustrado na figura 4.

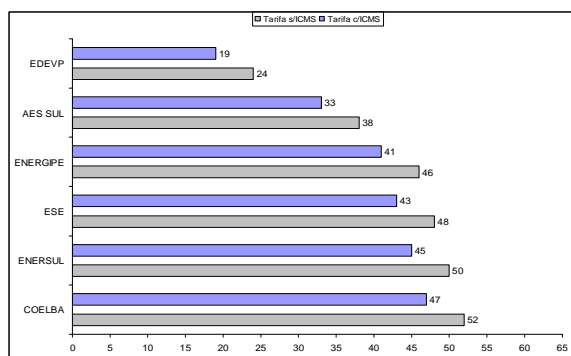


Figura 4 – Distribuidoras de Energia Nacional que menos se impactam com a alíquota de ICMS

A Tabela 4 ilustra uma análise por região das distribuidoras com menor impacto devido ao ICMS.

Tabela 6 – Possibilidades de Tarifação com a mesma distribuidora

	Conv. A4	Conv. A3a	Conv. B3
	148.027,68	135.699,48	196.562,52
Com ICMS	170.068,57	155.904,73	225.830,10
	Azul A2	Azul A3	Azul A3a
	109.926,85	126.282,85	148.598,35
Com ICMS	126.294,63	145.085,99	170.724,20
	Azul A4	Verde A3a	Verde A4
	167.013,35	151.270,06	164.080,22
Com ICMS	191.881,14	173.793,73	188.511,28

Em uma análise contemplando todas as concessionárias regionais e nacionais, os resultados são apresentados na tabela 7.

Tabela 7 – Comparação Regional e Nacional

THS -Verde A3a			
Mínima	CEPISA	129.248,50	PI
	Com ICMS	172.331,34	
Máxima	CEMAR	166.525,52	MA
	Com ICMS	237.893,60	
27,56%			
THS -Azul A3a			
Mínima	COELBA	148.598,35	BA
	Com ICMS	170.724,20	
Máxima	CEMAR	200.160,17	MA
	Com ICMS	285.943,09	
40,29%			
Regional			

THS -Verde A3a			
Mínima	CJE	122.718,19	SP
	Com ICMS	149.656,32	
Máxima	CEB	198.435,11	DF
	Com ICMS	251.183,68	
40,42%			
THS -Azul A3a			
Mínima	CEB	112.912,65	DF
	Com ICMS	142.927,41	
Máxima	CEMAR	200.160,17	MA
	Com ICMS	285.943,09	
50,02%			
Nacional			

Pode-se observar que regionalmente a Distribuidora COELBA (Menor Fatura), em relação a Distribuidora CEMAR (Maior Fatura) tem uma variação de 40,29% e Nacionalmente a melhor distribuidora seria a CEB com uma variação na fatura de 50,02% em relação a CEMAR.

VI. COMENTÁRIOS FINAIS

Observa-se que são muitas as variáveis que impactam no custo final da Energia elétrica no Brasil, mesmo com os grandes marcos evolutivos no conceito de regulação, a tarifa nacional ainda é um peso para os consumidores. Os impostos atribuídos aos processos de produção de bens e serviços são onerosos, e as características geográficas e sociais de cada região ainda não são critérios considerados nos estudos de

revisão tarifária, uma nova política para o setor, com aumentos de incentivos fiscais e considerações regionais será imprescindível para a atratividade de novos investimentos.

Em contrapartida como clientes, pode-se realizar análises para melhores oportunidades financeiras e desenvolver o hábito do uso racional dos recursos e de forma direta diminuir os custos de produção, e aumentar a concorrência entre os órgãos do setor elétrico e indiretamente reduzir os valores das tarifas de energia possibilitando um maior benefício para toda a sociedade.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Bitu, R.; Born, P., “Tarifas de Energia Elétrica – Aspectos Conceituais e Metodológicos”, *MM Editora*, 1993.
- [2] Pindyck, R.S.; Rubinfeld, D.L., “Microeconomia”, *Prentice Hall*, 2002.
- [3] Pires, J.C.L.; Piccinini, M.S.; **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro**, 1998.
- [4] Pinto, J.R. et al; **Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios**, 2000.
- [5] Araújo, J.L.; **Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas**, *In: 1º Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura*, 1997.
- [6] Ghirardi, A.G. ; **Estratégias de Regulação e Qualidade dos Serviços Públicos**, *Revista Econômica do Nordeste*, 2000.
- [7] Fabian, M.E.; **Análise do Retorno Econômico de Investimento de Distribuição Considerando a Atuação Regulatória no Setor Elétrico Brasileiro**, 2008.
- [8] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Notas Técnicas diversas**, acesso por: www.aneel.gov.br
- [9] ABRADDEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica.

Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo material incluído neste artigo.

