



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO VI

COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

ADEQUAÇÃO DA TUSD EM FUNÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS REGIONAIS E SAZONAIS DA CARGA

**Claudio. M. de Oliveira(*)
IDESTI**

RESUMO

Os consumidores veranistas provocam uma flutuação na demanda que obriga a concessionária a realizar obras de expansão para atendimento do fornecimento de energia. Com um consumo sazonal, estes clientes contribuem no rateio da infraestrutura efetivamente apenas durante o veraneio. O valor arrecadado não cobre os custos, ficando a cargo dos demais consumidores financiar parte da infraestrutura em regiões de veraneio. Este trabalho propõe uma metodologia tarifária onde os consumidores veranistas contribuam suficientemente para custear sua parcela na infraestrutura. A metodologia alcançou seu objetivo, rateando os custos de infraestrutura de forma socialmente mais justa.

PALAVRAS-CHAVE

Carga sazonal, regiões litorâneas, tarifação de energia elétrica, TUSD, veraneio

1.0 - INTRODUÇÃO

A beleza do litoral do Estado de Santa Catarina, com suas belas praias, a hospitalidade do povo catarinense e a infraestrutura de serviços disponível, fazem com que a região costeira do Estado receba anualmente um grande número de turistas. Durante o período das férias de verão, os turistas chegam de forma maciça ao litoral, principalmente no período compreendido entre a segunda quinzena de Dezembro e a semana posterior ao carnaval.

O aumento populacional sazonal impõe à concessionária de energia, CELESC, realizar investimentos adicionais na sua infraestrutura de rede a fim de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica dentro dos padrões estipulados pela ANEEL. Dentre estes, se inclui a instalação de novos transformadores ou sua substituição por transformadores de maior capacidade, a recapacitação e a instalação de novas linhas de subtransmissão e de distribuição e o aumento de intervenções para realizar a manutenção no sistema.

Esses investimentos adicionais em infraestrutura, para fazer frente ao aumento sazonal na demanda, são financiados pelos clientes da empresa distribuidora por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, de forma equânime entre consumidores de uma mesma classe[1]. Com o sistema de tarifação vigente, os investimentos adicionais nas regiões de veraneio são rateados entre todos os clientes, ao longo do ano. A tarifa é mantida fixa ao longo dos meses e o valor do encargo a ser pago por cada consumidor é diretamente proporcional ao uso (demanda e energia) mensais. Com isto os consumidores residentes, ao utilizarem o sistema durante todo o

(*) Rua Dr. Alfredo Daura Jorge, 194, Lagoa da Conceição, CEP: 88062-220, Florianópolis/SC – Brasil
Tel: (+55 48) 3232-0044, e-mail: claudiomdo@gmail.com

ano, acabam subsidiando ao temporários, que usam (e pagam) exclusivamente (ou quase) em função dos respectivos consumos durante os meses de veraneio.

A região Norte da Ilha de Santa Catarina, na qual se situa a capital do Estado de Santa Catarina, é uma região de forte movimento turístico de verão. Para exemplificar o problema, o Gráfico 1 ilustra o comportamento da carga máxima (carga na ponta), entre janeiro de 2008 e março de 2009, de dois transformadores (trafos), TT1 e TT2, da subestação (SE) Ilha Norte (INE) que atendem áreas de veraneio no Norte da Ilha. Os valores estão normalizados em pU da máxima anual.

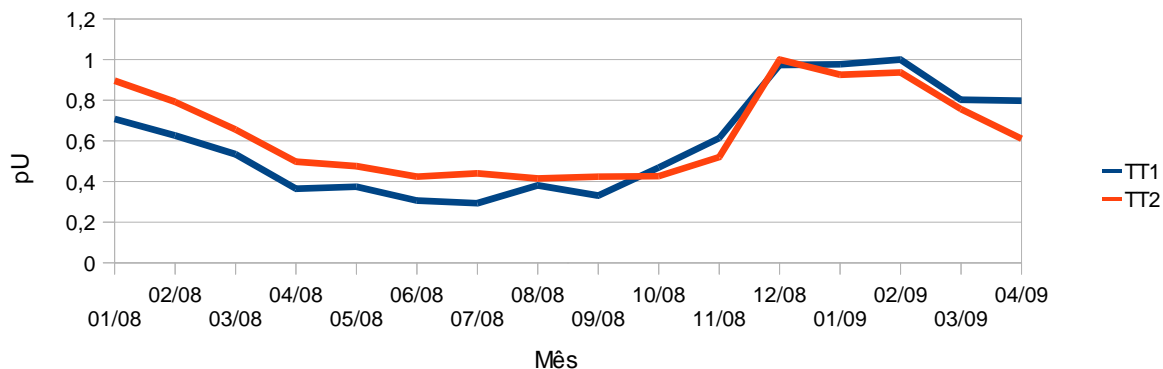


Gráfico 1: Demanda dos trafos TT1 e TT2 na subestação Ilha Norte, em pU, 2008-2009

Pelo mesmo, verifica-se que a demanda máxima mensal nos meses de ociosidade da subestação, durante os quais não ocorre o fluxo turístico de verão, é de aproximadamente 40% do valor da demanda máxima ocorrida nos meses de veraneio.

O município litorâneo de Porto Belo é outro exemplo de região onde ocorre sazonalidade da carga devido ao fluxo turístico de veraneio. O Gráfico 2 apresenta o comportamento da carga máxima mensal do transformador 1 (TT1) da subestação Porto Belo, que abastece o município.

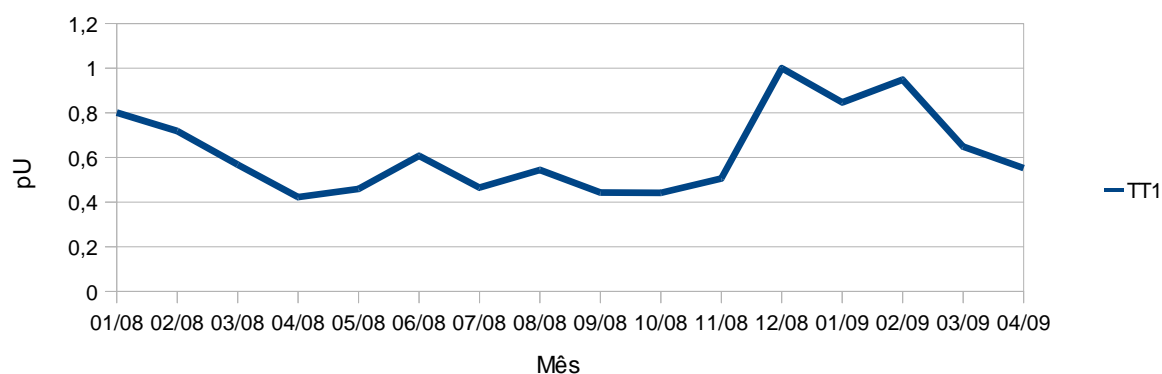


Gráfico 2: Demanda do trafo TT1 na subestação Porto Belo, em pU, 2008-2009

Como no caso anterior, o Gráfico 2 mostra que a demanda máxima mensal nos meses em que não ocorre o fluxo turístico de verão, é de aproximadamente a metade do valor da demanda máxima ocorrida nos meses de veraneio. O Gráfico 3 apresenta o comportamento da carga máxima mensal, 2008-2009, do Trafo 2 da subestação Tijucas. Este é o comportamento típico das regiões do Estado onde não ocorre o fenômeno do fluxo turístico sazonal de verão.

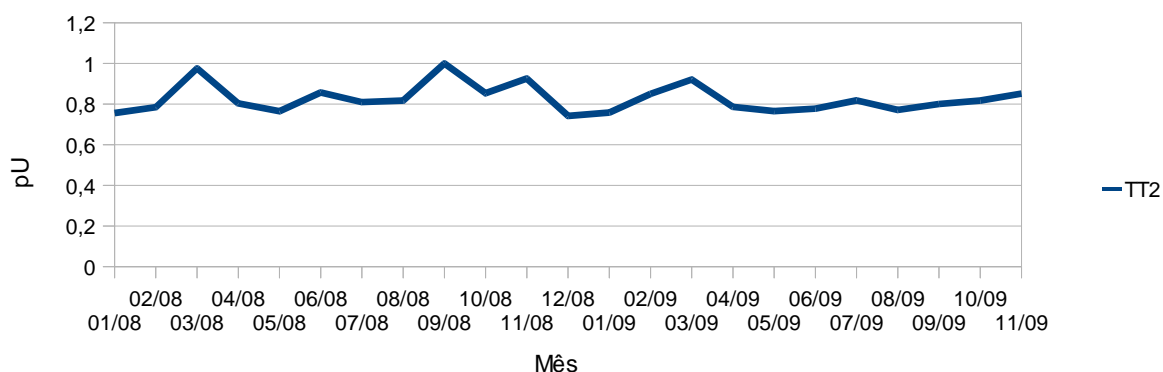


Gráfico 3: Demanda do trafo TT2 na subestação Tijucas, em pU, 2008-2009

O gráfico mostra que o comportamento da carga desta região diverge fortemente do comportamento da carga nas regiões de veraneio. O comportamento médio da carga é de aproximadamente 90% da carga média anual e a oscilação entre as cargas mensais máxima e mínima é da ordem de 20%.

O problema da sazonalidade da demanda em regiões litorâneas não é restrito ao fornecimento de energia. A SANEPAR (Companhia de Saneamento do Paraná), adotou uma tarifa de água diferenciada para regiões litorâneas. Devido a necessidade de expansão da infraestrutura para atender a demanda durante o verão, nos meses de veraneio, é aplicado um aumento de 20%, em relação à tarifa adotada em demais regiões, e um desconto de 20% nos demais meses do ano[2].

2.0 - MEDIDA DE USO DO SISTEMA

O comportamento das cargas máximas mensais em cada ponto do sistema elétrico tem implicação direta no montante de infraestrutura necessária para suportar tais demandas. Para mensurar com precisão a participação dos consumidores vinculados a cada um destes pontos do sistema elétrico nas cargas máximas mensais faz-se necessário dispor de medições da demanda de cada cliente do ponto no horário da carga máxima do equipamento responsável pelo seu suprimento. Ainda, em função das peculiaridades regionais e dos clientes, cada ponto do sistema elétrico (subestação, transformador, alimentador, etc) possui uma data e hora específica (coincidentes ou não) em que ocorre a carga máxima do ponto em um determinado mês. Além da situação exposta, a topologia hierárquica da rede elétrica e sua divisão segundo níveis de tensão, faz com que equipamentos operando em nível de tensão superior supram a demanda dos de nível de tensão imediatamente inferior. Como cada equipamento/ponto tem sua data e hora específica em que ocorrem as demandas máximas em cada mês, para efetuar os cálculos em cada ponto torna-se necessário considerar toda a topologia do sistema elétrico em questão. Além disso, no sistema de tarifação vigente, somente uma parcela dos clientes possui medição da curva de demanda horária. Isto dificulta o uso deste tipo de abordagem.

Em conformidade com a legislação vigente e com os conceitos fundamentais para a determinação de tarifas, a TUSD reflete de um modo eficiente os investimentos realizados na infraestrutura necessária para prover o serviço de distribuição de energia atendendo os requisitos de confiabilidade e qualidade de energia exigidos pelo agente regulador[3]. Devido aos problemas na medição do uso do sistema através da demanda, este trabalho optou por utilizar o faturamento mensal líquido (sem impostos) relativo à TUSD como medida de uso do sistema. A parcela do faturamento mensal líquido é obtida pela aplicação direta da TUSD às medições de energia e demanda (para alguns casos) mensais dos clientes da concessionária de distribuição. Assim, o faturamento TUSD mensal líquido, diretamente proporcional às medições de demanda e energia, pode ser usado para representar o comportamento do uso do sistema de distribuição. O Gráfico 4 mostra esta relação. Apresenta as curvas de demanda máxima, energia e receita da TUSD para a SE Ilha Norte (INE). A SE INE abastece uma região que apresenta comportamento típico de veraneio.

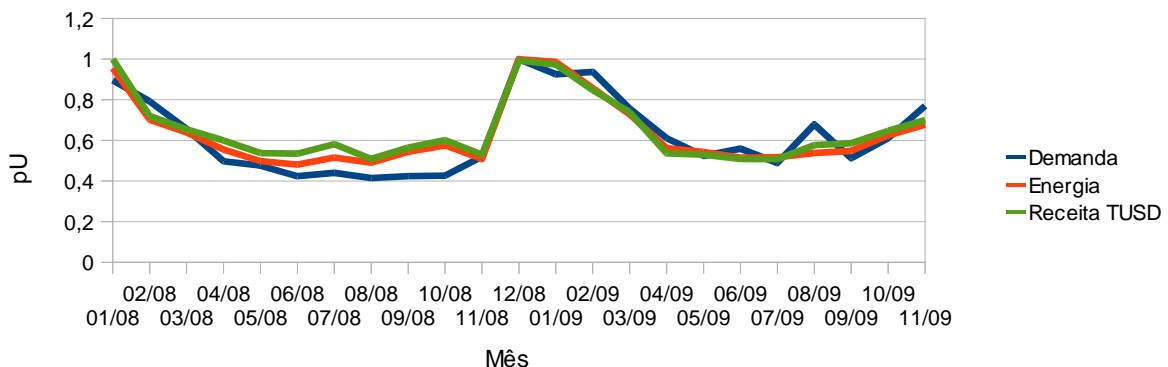


Gráfico 4: subestação INE, trafo TT2, 2008-2009

A análise do comportamento das curvas apresentadas no gráfico comprova que o faturamento TUSD mensal líquido pode ser usado para representar o comportamento do uso do sistema de distribuição.

3.0 - METODOLOGIA

Este trabalho propõe uma alteração na metodologia tarifária através da introdução de um fator mensal e regionalizado (fator α) de ajuste sobre a TUSD, que penalize a oscilação no uso da infraestrutura ao longo do ano. Este fator segue alguns princípios buscando o equilíbrio mais justo do rateio no custo da infraestrutura. O fator α de cada mês deve estar relacionado à expectativa de uso da infraestrutura deste mês em relação aos demais meses do ano. Quanto maior expectativa de uso da infraestrutura, maior será o fator α e, proporcionalmente, maior será o

valor da TUSD ajustada. Outro princípio indica que uma suposta unidade consumidora ideal, com comportamento constante ao longo do ano, deve contribuir com a TUSD da mesma forma em qualquer local da área de concessão, independentemente dos fatores α empregados mês a mês na região. Por fim, esta metodologia não visa alterar a receita da empresa concessionária. Sendo assim, a receita anual resultante da aplicação da TUSD deve se manter mesmo após a aplicação dos fatores α de ajustes mensais. Nesta pesquisa, por uma medida de simplificação, foi considerada apenas a equivalência de valores contábeis (visão contábil). Em uma implementação efetiva, pode ser acrescentado à equalização das receitas anuais as possíveis variações de valores devido a antecipações ou postergações de receitas (visão econômica).

A metodologia proposta divide a área de concessão em regiões com comportamento sazonal similar. Para cada uma destas regiões, é feita uma estimativa de uso do sistema ao longo de um ano utilizando a soma da receita esperada proveniente da TUSD dos clientes como mostrado em (1):

$$Receita\ TUSD(região, mês) = \sum_{cliente=1}^N Receita\ TUSD_{cliente\ região}(cliente, mês) \quad (1)$$

Sobre a soma da receita TUSD de cada região, é aplicado um processo de normalização. Cada soma mensal é dividida pela média anual de cada região. O resultado é o fator de participação mensal de cada região (fator p) ou os valores em pU da média como mostrado em (2):

$$Receita\ TUSD\ Média\ (região) = \frac{\sum_{mês=jan}^{Dez} Receita\ TUSD\ (região, mês)}{12} \quad (2)$$

$$p(região, mês) = \frac{Receita\ TUSD\ (região, mês)}{Receita\ TUSD\ Média\ (região)}$$

Ao normalizar, a média dos dados mensais de cada região é deslocada para 1 e as leituras flutuam sobre esta média. Em regiões com pequena flutuação no uso da infraestrutura ao longo do ano, os valores pouco oscilam, normalmente não se distanciando em 10% da média. Já em regiões litorâneas turísticas, estas leituras normalizadas facilmente ultrapassam 30% da média. O fator p , que representa o uso do sistema no mês, é aplicado de forma direta como um fator de ajuste sobre a TUSD. Assim, utilizando (3), é possível obter qual seria a receita anual global da TUSD com e sem a aplicação do fator p :

$$ReceitaTUSD_{anual} = \sum_{reg=1}^n \sum_{mês=jan}^{dez} ReceitaTUSD(reg, mês) \quad (3)$$

$$ReceitaTUSD_{anual}^p = \sum_{reg=1}^n \sum_{mês=jan}^{dez} ReceitaTUSD(reg, mês) * p(reg, mês)$$

Como o fator p tende a elevar a receita durante os meses de maior uso e o reduz em período de menor arrecadação, a receita anual se torna maior do que a que seria obtida sem a aplicação do mesmo. Pela proposta, esta diferença na receita da TUSD de todas as áreas é revertida linearmente sobre a forma de um fator de desconto (fator d) para todos os clientes como apresentado em (4).

$$d = \frac{ReceitaTUSD_{anual}}{ReceitaTUSD_{anual}^p} \quad (4)$$

Ao multiplicar os fatores p e d , é obtido fator α como mostra (5).

$$\alpha(região, mês) = p(região, mês) * d \quad (5)$$

Em todas as regiões, a média dos fatores α será igual ao fator d . Este seria o desconto anual na receita da TUSD para os clientes que possuírem um comportamento constante ao longo do ano. Em áreas sem efeito significativo do veraneio, o fator α ficará próximo da média e terá pouca influência na tarifa final do cliente. Apenas o desconto, compartilhado entre todas as regiões, será importante para estas áreas. Contudo, em regiões turísticas, durante o período de alta estação (e alto uso da infraestrutura), o fator α mensal se elevará acima da média, acompanhando o aumento previsto do uso do sistema. Em contrapartida, durante o período de baixa estação, o fator α ficará abaixo da média. Como consequência, em relação a tarifação atual, o consumidor veranista terá uma maior contribuição no rateio do uso da infraestrutura e o consumidor local, de forma similar as demais regiões, desconto.

A escolha da regra de divisão das regiões é fundamental para a eficiência desta proposta. Regiões muito pequenas podem dificultar o processo de implementação devido a grande quantidade de tarifas e de previsões do

comportamento de uso do sistema para cada região. Regiões muito abrangentes podem ocultar o impacto de cargas sazonais pois a soma das curvas de uso do sistema de clientes com comportamento sazonal divergentes tendem a suavizar a forma da curva resultante. O ideal é que a região agregue áreas geoeletricas supridas por equipamentos que apresentem comportamento de uso do sistema similar. Esta definição das regiões é uma tarefa que requer o trabalho de um especialista que conheça o comportamento sazonal do sistema elétrico da distribuidora, bem como das peculiaridades regionais da área de concessão da mesma.

4.0 - DADOS

Os dados dos clientes foram obtidos do banco de dados do sistema comercial da CELESC. Neste, de interesse para este projeto, estão disponíveis: (a) dados sobre a localização geográfica de cada cliente, (b) classificação do cliente quanto ao seu contrato e classe de consumo de energia com a CELESC, (c) informações referentes ao contrato de fornecimento de energia do cliente com a CELESC e (d) consumo mensal do cliente e, onde couber, também a sua demanda no tempo.

Por questões legais, a CELESC é obrigada a manter cinco anos de dados. As informações mais antigas que este período não estão disponíveis. Na prática, devido às limitações impostas pelo cronograma deste trabalho e às dificuldades de recuperação de informações da base de dados da CELESC, só foi possível contar com as informações dos clientes a partir de Janeiro de 2008. Assim, este trabalho foi elaborado utilizando dados do período de Janeiro de 2008 a Dezembro de 2009, que era a massa de dados disponível no momento de realização deste estudo. Optou-se pela divisão do tempo em meses, agrupando os dados dos clientes pelo mês de referência da fatura. Porém cabe observar que, o dia da leitura do medidor pode influenciar na representatividade da leitura para o seu mês de referência. A medida que a região se torna menor ou na presença de grandes clientes, a junção de clientes com leituras no começo e no fim do mês pode prejudicar a representatividade dos dados.

4.1 Região de Estudo

A região de estudo foi definida em conjunto com os técnicos CELESC, a partir do mapa geoeletrico da rede de subtransmissão da CELESC. Ela foi composta de 6 grandes áreas a saber: (1) Grande Florianópolis, (2) Camboriú/Itajaí, (3) São Joaquim, (4) Caçador, (5) Chapecó e (6) São Miguel D'Oeste. As áreas 1, 2 e 3, foram definidas por amostragem intencional, sendo as áreas 1 e 2 por sua forte expressão como áreas litorâneas turísticas de verão e a área 3 por sua característica turística de inverno. As áreas 4, 5 e 6 foram definidas como grupo controle, por não possuírem as características de sazonalidade turística das demais regiões.

5.0 - RESULTADOS

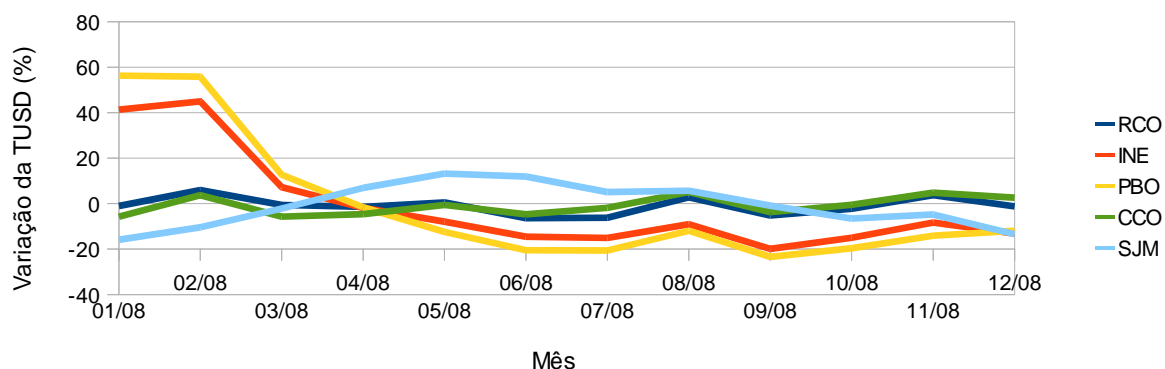
A metodologia foi aplicada sobre a área de uma concessionária hipotética composta das subestações listadas na região de estudo durante o ano de 2008. Os testes consideraram as particularidades de cada subestação para a aplicação do fator e portanto a subestação como a unidade de aplicação do fator α regionalizado (fator α por subestação). Assim, a região de estudo foi segmentada em áreas coincidentes com as áreas de atendimento das subestações. Foi avaliado então o impacto da aplicação de fatores α mensais específicos para cada subestação. O fator α de ajuste mensal da TUSD para o ano de 2008 foi calculado utilizando como a previsão da receita da TUSD a própria receita mensal verificada da TUSD de 2008, simulando uma previsão exata.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do fator α regionalizado por subestação, segundo a ótica da concessionária e do sistema elétrico. A Tabela 1 apresenta a receita TUSD mensal de 2008, antes e depois da aplicação do fator α mensal.

Tabela 1: Receita global TUSD de 2008, em milhões, antes e depois

Receita TUSD 2008, em milhões		01/08	02/08	03/08	04/08	05/08	06/08	07/08
	Antes (R\$)	39,80	42,15	37,63	37,10	37,22	34,74	35,03
	Depois (R\$)	43,15	47,93	37,62	36,50	36,75	32,04	32,59
	Diferença (%)	8,41	13,72	-0,05	-1,61	-1,27	-7,76	-6,97
Receita TUSD 2008, em milhões		08/08	09/08	10/08	11/08	12/08	Soma Anual	Média
	Antes (R\$)	38,11	35,32	36,36	38,46	36,69	448,62	37,38
	Depois (R\$)	38,57	33,24	35,19	39,31	35,74	448,62	37,38
	Diferença (%)	1,2	-5,9	-3,22	2,2	-2,59	0	0

Gráfico 5: Variação da TUSD ao longo de 2008 para subestações



A Tabela 1 mostra que, conforme o esperado, houve um incremento expressivo, em valores percentuais, na receita da TUSD nos meses de Janeiro e Fevereiro, quando ocorre o veraneio. Já nos meses de Junho, Julho e Setembro, há um decremento expressivo, em valores percentuais, na receita da TUSD. Nos demais meses, o percentual oscila levemente em torno de zero, algumas vezes assumindo valores positivos (incremento da receita) e em outras valores negativos (decremento da receita). Esta oscilação nos demais meses é decorrente das variações regionais e sazonais no comportamento de uso do sistema, das regiões. É importante observar que, embora haja a variação desejada no fluxo de caixa da receita TUSD, a receita TUSD anual permanece inalterada.

A Tabela 2 apresenta a variação da receita TUSD anual de 2008, por subestação, antes e depois da aplicação do fator α mensal. As variações positivas (penalizações) na receita TUSD anual foram obtidas nas subestações que abastecem as regiões litorâneas de veraneio. As demais subestações, mesmo as localizadas em regiões litorâneas, apresentaram variações negativas (descontos), em maior ou menor grau, na receita TUSD anual. As subestações Porto Belo (PBO) e Ilha Norte (INE), que abastecem regiões sujeitas a forte fluxo turístico de veraneio, foram as que apresentaram maiores variações positivas na receita TUSD anual (6,48% e 3,43%, respectivamente).

O Gráfico 5 apresenta a variação mensal da TUSD ao longo de 2008, para algumas subestações apresentadas na Tabela 2: Porto Belo (PBO), Ilha Norte (INE), Roçado (RCO), Chapecó (CCO) e São Joaquim (SJM). PBO e INE, devido ao forte comportamento turístico de veraneio. RCO e CCO, por apresentarem comportamento convencional de baixa variabilidade no uso do sistema. SMJ, que abastece a região mais fria do Estado, por apresentar comportamento inverso ao de veraneio.

Tabela 2: Variação da Receita da TUSD de 2008, em milhões

	Subestação	ISL	PLA	TDE	ICO	CQS	RCO	INE	BQB	TJS	PBO	CMB	CBU
Receita TUSD 2008, em milhões	Antes (R\$)	14,59	23,11	30,75	33,78	28,32	44,99	26,16	16,10	24,24	18,61	11,60	21,21
	Depois (R\$)	14,54	22,93	30,50	33,60	28,14	44,62	27,06	15,96	24,08	19,82	11,63	21,34
Diferença	Absoluta (R\$)	-0,04	-0,18	-0,26	-0,18	-0,18	-0,37	0,90	-0,14	-0,16	1,21	0,04	0,13
	Relativa (%)	-0,3	-0,79	-0,83	-0,53	-0,65	-0,83	3,43	-0,84	-0,64	6,48	0,32	0,59
	Subestação	PCS	SJM	CDR	CCN	CCO	CCI	INA	SMD	SJC	ISS	Soma	
Receita TUSD 2008, em milhões	Antes (R\$)	17,91	4,24	20,27	1,18	22,35	26,95	9,94	15,77	6,55	29,99	448,62	
	Depois (R\$)	18,19	4,23	20,13	1,18	22,17	26,72	9,86	15,65	6,50	29,76	448,62	
Diferença	Absoluta (R\$)	0,28	0,00	-0,14	-0,01	-0,18	-0,23	-0,08	-0,12	-0,05	-0,23	0,00	
	Relativa (%)	1,57	-0,1	-0,69	-0,71	-0,81	-0,86	-0,81	-0,73	-0,78	-0,76	0	

Conforme o esperado, o Gráfico 5 mostra que, para RCO e CCO, a TUSD mensal ajustada varia suavemente sobre a média ao longo de 2008. Para PBO e INE, a TUSD mensal ajustada varia fortemente sobre a média ao longo do

ano, elevando-se de forma expressiva, acima da média, nos meses de veraneio e caindo abruptamente ao final do veraneio, passando então a apresentar variação negativa. Por fim para SJM, a TUSD mensal ajustada apresenta comportamento inverso ao das TUSD ajustadas das subestações de veraneio, variando para baixo da média durante os meses mais quentes e acima da média durante os mais frios. A média da variação da TUSD para qualquer região é -0,96. Isto indica a ocorrência de um desconto de 0,96% da receita TUSD anual de 2008 para um cliente hipotético ideal que apresente comportamento de uso mensal do sistema constante ao longo de todo o ano de 2008, independente de sua localização geográfica.

A seguir são apresentados (gráficos 6 e 7) os resultados da aplicação do fator α regionalizado por subestação, em clientes da região turística litorânea suprida pela subestação INE. Os gráficos mostram a variação da receita da TUSD e da fatura final (TE+TUSD) antes e após a aplicação da metodologia. O Gráfico 6 representa um cliente residencial morador da região que faz uso do sistema durante todo o ano. O Gráfico 7 apresenta um cliente residencial com comportamento de veranista, com uso principalmente em épocas mais quentes e períodos de férias.

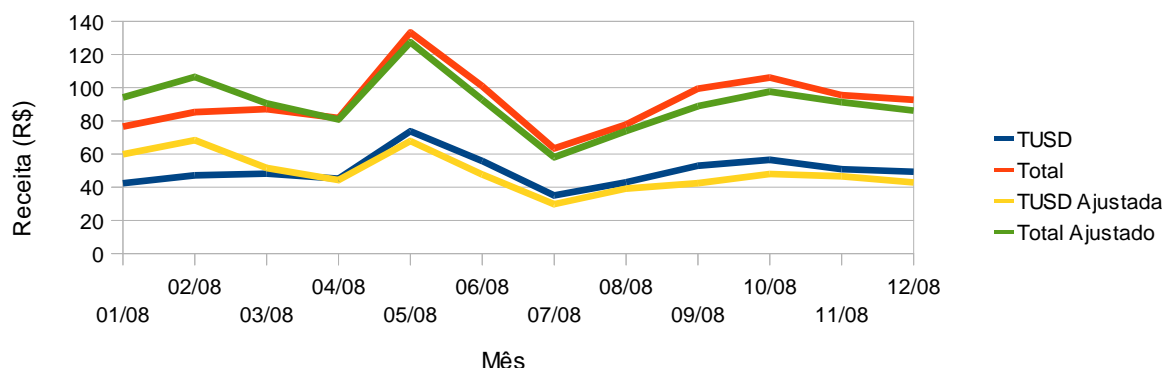


Gráfico 7: Cliente residencial não veranista em INE

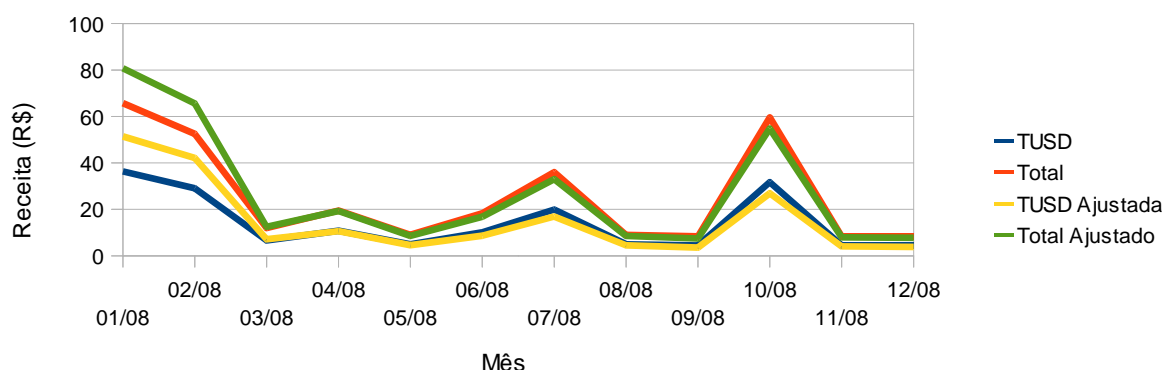


Gráfico 6: Cliente residencial veranista em INE

Para o morador local da região litorânea de veraneio (Gráfico 6), apesar do aumento da tarifa durante o verão, esta penalização foi superada pelo desconto obtido ao longo do ano. A soma do encargo relativo à TUSD devido ao longo do ano passou de R\$ 599,90 para R\$ 588,25 ou seja, uma redução de 1,94%. Isto representa uma redução de 1,06% no custo anual com energia elétrica deste cliente, relativo ao somatório das faturas (TE+TUSD) mensais do mesmo. Em contrapartida, o cliente com comportamento veranista (Gráfico 7) teve em 2008 um aumento de 9,78% do encargo relativo à TUSD devida no ano, passando de R\$ 167,92 para R\$ 184,35. Este aumento representa um acréscimo de 5,35% no custo anual de energia elétrica deste cliente.

6.0 - CONCLUSÃO

A metodologia alcança o objetivo esperado ao apresentar uma proposta de tarifação mais equilibrada frente ao evento do veraneio. Com esta, o rateio do custo de infraestrutura se torna socialmente mais justo. Através de seu comportamento autoajustável, se mostrou aplicável para qualquer região, com ou sem variação sazonal da carga, ocasionada ou não por fluxo sazonal de consumidores. A penalização pela flutuação do uso da infraestrutura somente se torna efetiva em regiões onde esta variação provoca um efeito negativo sobre a infraestrutura. Nas regiões com pequenas oscilações, o fator de desconto supera as penalidades. O desconto anual representado pelo fator d é quantificado para um cliente ideal com receita da TUSD mensal constante ou seja igual a média. A medida que um cliente aumente, em relação a média, o seu uso do sistema durante os meses de maior carga, este

desconto final recebido tende a decrescer podendo chegar a zero e, a partir deste ponto se transformando em penalização. Contudo, caso o comportamento do cliente seja justamente o oposto ao sistema, o desconto final obtido pode ser maior do que o previsto pelo fator de desconto. Isto gera um importante benefício colateral não pertencente ao foco original da proposta. O fator de ajuste da TUSD funciona como um sinal tarifário para que os consumidores evitem o uso do sistema durante os meses de maior carga, transferindo, se possível, este uso para os meses de ociosidade. Isto incentiva a linearização da carga e o melhor aproveitamento do uso da infraestrutura instalada. A definição antecipada do valor da tarifa mensal, pode levar às empresas não dependentes do turismo, por exemplo, a modificar o cronograma de suas atividades produtivas fortemente dependentes de energia elétrica ou mesmo agendar suas férias coletivas para o mês com maior tarifa.

A amostra escolhida para este trabalho não é representativa do comportamento do Estado de Santa Catarina. Apesar de incluir áreas de grande importância, a amostra não garante que a proporcionalidade de características regionais e tamanho de mercado sejam as mesmas encontradas no Estado como um todo. Sendo assim, em uma aplicação com todos os clientes do Estado poderá ser obtido descontos divergentes do encontrado com a amostra deste trabalho. Isto não prejudica os resultados obtidos neste projeto e acredita-se que as conclusões serão preservadas caso a metodologia seja aplicada para todos os clientes do Estado de Santa Catarina ou mesmo para outras regiões brasileiras

A implementação desta proposta de metodologia de tarifação pode ser realizada sem um grande impacto sobre os sistemas de tarifação existentes. Atualmente, devido a aplicação dos impostos, a tarifa de energia flutua a cada mês. Os valores finais da TUSD podem ser calculados externamente, por um sistema automatizado ou um profissional especialista, e introduzidos no sistema como uma tarifa diferenciada por mês e por região. Um bom momento para esta operação de cálculo dos fatores de ajuste mensais são as etapas finais de revisão e ajuste tarifários. Neste momento, a concessionária de posse de suas previsões de receita pode calcular os fatores de ajuste para o próximo ano de vigência.

Para trabalhos futuros recomenda-se estudar novas possibilidades de alterar a relação entre o fator p , que determina a variação no comportamento do uso do sistema e o fator α , de ajuste da TUSD. Atualmente a relação é diretamente proporcional. Contudo, a relação entre o custo e a capacidade da infraestrutura pode não ser linear. Neste trabalho, não foi possível obter dados suficientes para quantificar, em valores monetários, o custo da expansão na infraestrutura exclusiva para atender a demanda extra do verão. De posse desta informação, pode ser feito um ajuste fino na relação entre o fator p e o fator α de tal forma que a receita arrecadada dos clientes veranistas seja suficiente para cobrir, no longo prazo, os custos da infraestrutura para suportar a capacidade extra de carga.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) ANEEL, Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005 - ANEEL

(2) SANEPAR. Tabela de Tarifas. Disponível em: <http://site.sanepar.com.br/informacoes/tabela-de-tarifas>. Acessado em: 27/01/2011.

(3) MEDEIROS, João Paulo Pinheiro Galvão de. Proposta de metodologia para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicáveis a unidades geradoras. 2006. 142 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Claudio Magalhães de Oliveira, nascido em Uberaba – Minas Gerais (1956), graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Pernambuco - UFPE (1979), especialização em Análise e Projeto de Sistemas pela Universidade Católica de Brasília - UCB (1986), mestrado e doutorado em Engenharia de Produção, área de concentração: Inteligência Artificial Aplicada– Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (1999 e 2004). Presidente do Instituto de Capacitação, Pesquisa e Desenvolvimento Institucional em Gestão Social de Tecnologia de Informação – IDESTI e Pesquisador do Laboratório de Sistemas de Conhecimento (LSC/UFSC). Possui 25 anos de experiência na área de distribuição de energia elétrica, incluindo a coordenação de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, a pesquisa e aplicação de técnicas de Inteligência Computacional, o desenvolvimento de metodologias e processos e a construção de ferramentas computacionais de otimização e de solução de problemas da engenharia.

Luiz Angelo Daros de Luca, nascido em Criciúma – Santa Catarina (1983), graduado em Ciências da Computação pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (2004) e mestrado em Ciência da Computação - UFSC. Pesquisador do Instituto de Capacitação, Pesquisa e Desenvolvimento Institucional em Gestão Social de Tecnologia de Informação – IDESTI. Atua desde 2002 em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D relacionados à área de Energia Elétrica, Previsão de Carga e técnicas de Inteligência Artificial.

Rubipiara Cavalcante Fernandes, nascido em Santarém – Pará (1962), graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1985), mestrado em Engenharia Elétrica - UFSC (1995) e doutorado em Engenharia Elétrica - UFSC (2006). Pesquisador do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan/UFSC) e Professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina (IFSC) no Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAE). Possui experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Regulação e Mercado de Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Sistemas Hidrotérmicos, Operação de Subestações e Eficiência Energética.

Helton de Souza Natali, nascido em Florianópolis – Santa Catarina (1972), graduado em Administração pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1997), mestrado em Administração - UFSC (2003) Professor da Faculdade UNIVEST Lages, Santa Catarina (2003-2004). Ingressou na CELESC Distribuição S/A em 2004 onde permanece até hoje. Possui experiência na área de tarifas, já participou de 3 processos de reajustes tarifários, 2007,2009,2010 e um processo de revisão tarifária em 2008. Atua principalmente nos seguintes temas: Reajuste Tarifário, Revisão tarifária e Distribuição de Energia Elétrica.