

The Brazilian Experience With the Use of the Shield Wire Line Technology (SWL) for Energy Distribution

J. E. Ramos, A. Piantini, *Senior IEEE*, V. A. Pires e A. D'Ajuz

Abstract— This paper presents an analysis of the impact of the lightning overvoltages on the operational performance of the energized shield wire line technology (SWL) implemented in two locations of the State of Rondônia, Brazil. The analysis covers the periods of 1996 to 2000 (SWL Jaru) and 1997 to 2002 (SWL Itapuã do Oeste), and shows that lightning is responsible for most of the system outages. The paper describes the satisfactory results achieved with the system, showing that the isolation and energization of the shield wires does not deteriorate the lightning performance of the 230 kV transmission lines. Comparisons between the performances of the SWL technology, conventional 34.5 kV lines, and thermal power plants in operation in the same region are also presented. The results demonstrate the technical and economical viability of the SWL technology and show that its application can lead to a postponement of investments.

Keywords— lightning, power distribution, power transmission line, energized shield wire line, operational indexes.

I. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica a pequenas cidades, vilarejos e comunidades rurais distantes dos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica é um desafio tecnológico sob os pontos de vista técnico e econômico. Nesse sentido, é relativamente comum no Brasil a existência de pequenas comunidades próximas a linhas de transmissão sem, contudo, serem beneficiadas com o fornecimento de energia elétrica advinda do empreendimento. Para superar esse tipo de situação, algumas alternativas tecnológicas não convencionais têm sido propostas, entre as quais a isolamento e energização dos cabos pára-raios de linhas de transmissão.

Essa tecnologia, desenvolvida por Iliceto *et al.* [1] – [6] e denominada cabos pára-raios energizados (PRE), permite suprir cargas superiores a 4 MVA, tendo sido implantada no Brasil em 1995 através de um convênio entre as empresas ELETRONORTE e CERON [7]. A primeira é responsável por quase toda geração e transmissão de energia elétrica na região amazônica, que corresponde a 58% do território brasileiro, enquanto que a segunda é responsável pela distribuição de eletricidade no Estado de Rondônia, localizado na região norte

do Brasil. O esquema adotado foi o trifásico, que consiste na energização dos dois cabos pára-raios de uma linha de transmissão de 230 kV (LT 230 kV), sendo o solo a terceira fase. A inserção dessa inovação tecnológica no cenário regional permitiu o atendimento a uma população superior a 40.000 habitantes.

O projeto do sistema PRE brasileiro foi baseado numa série de premissas relacionadas à segurança de pessoas, animais, equipamentos e à manutenção da confiabilidade operacional da LT 230 kV [8]. A avaliação do desempenho operacional do sistema, em especial no que tange ao impacto das descargas atmosféricas, constitui-se no objetivo do presente trabalho.

II. A TECNOLOGIA PRE EM RONDÔNIA

A principal experiência no Brasil resultou de um convênio entre a ELETRONORTE e CERON, com o apoio da Universidade de Roma [8]. O projeto de implantação da tecnologia PRE em Rondônia foi desenvolvido para atendimento a seis localidades próximas à LT 230 kV, entre a Usina Hidroelétrica de Samuel (UHE Samuel) e a Subestação de Ji-Paraná (SE Ji-Paraná) [9], [10]. Por razões financeiras o projeto foi concluído somente nas localidades de Jaru, cujo PRE esteve em operação no período de 30/12/1995 a 14/11/2000, e Itapuã do Oeste, em operação desde 22/09/1997.

A. Características do PRE de Rondônia

O sistema PRE, no esquema trifásico instalado para atender as localidades de Jaru e Itapuã do Oeste, utiliza os dois cabos pára-raios da LT 230 kV UHE Samuel/Ji-Paraná como duas fases de um sistema trifásico, sendo o solo tomado como a terceira fase. A partir de uma subestação supridora de 13,8 kV para 34,5 kV, os dois cabos pára-raios e a terceira fase são energizados em 34,5 kV. A terceira fase é ligada ao solo através de um reator e de um resistor conectados em série tendo em vista o balanceamento das impedâncias das três fases. A subestação distribuidora é alimentada por uma linha derivada da LT 230 kV. Capacitores são instalados próximos à torre de derivação com a finalidade de igualar as capacitâncias parasitas entre os cabos pára-raios e as capacitâncias entre estes cabos e a terra. No ponto de atendimento à carga, através de uma ligação adequada dos transformadores a subestação distribuidora (34,5 kV - 13,8 kV) é energizada para a alimentação da rede elétrica da respectiva localidade. A Fig. 1 ilustra, de forma simplificada, as características do sistema

J. E. Ramos e V. A. Pires são engenheiros eletricitas e trabalham na empresa Centrais Elétricas de Rondônia (CERON), Porto Velho – RO, Brasil, jer.pvh@gmail.com; valdemirp@ceron.com.br

A. Piantini é professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), São Paulo – SP, Brasil, piantini@iee.usp.br

A. D'Ajuz é engenheiro eletricitista e trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rio de Janeiro - RJ, Brasil, adajuz@ons.org.br

PRE implantado em Rondônia.

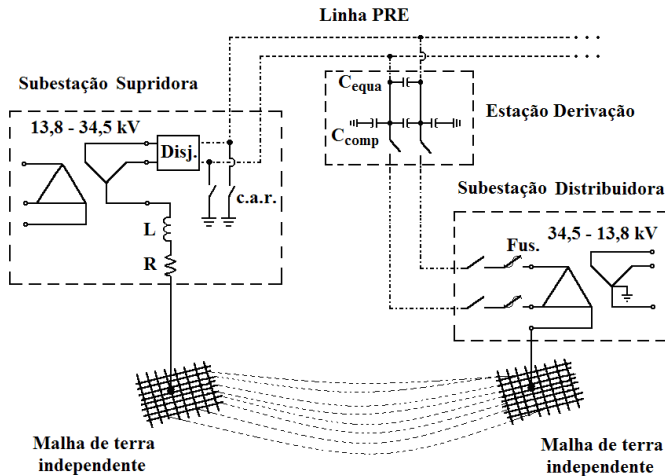


Figura 1. Esquema trifásico da tecnologia PRE implantada em Rondônia (adaptado de [11]). L e R: reator e resistor da terceira fase, respectivamente; c.a.r.: chave de aterramento rápido; Disj.: disjuntor; Cequa: capacitores de equalização; Ccomp: capacitores de compensação.

Conforme verificado em [11], o uso do solo como um dos condutores do sistema de média tensão trifásico não introduz valores de tensões de toque e de passo superiores aos limites de segurança especificados. Da mesma forma, na recepção da linha PRE, no lado de 13,8 kV, o máximo valor de desequilíbrio de tensão encontrado foi de 1,3 %. Quanto à queda de tensão, os valores verificados foram sempre inferiores ao limite de 10 % especificado em projeto [11].

Atualmente a referida LT 230 kV conta também com um cabo OPGW (*optical ground wire*), de forma que os sistemas de transmissão, distribuição e comunicação compartilham a mesma infra-estrutura. Ressalta-se que, à exceção do resistor e do reator utilizados para fazer a compensação série da impedância da fase representada pelo solo, todos os equipamentos utilizados nesta tecnologia são do tipo convencional e podem ser reaproveitados nas instalações após a desativação do sistema PRE. Essas particularidades resultam em baixo custo de instalação e em um menor impacto ambiental, por evitar a abertura de faixa para uma linha de distribuição independente.

B. Viabilidade econômica

O custo de implantação da tecnologia PRE em Rondônia, incluindo 2 subestações supridoras de 7 MVA, 2 subestações distribuidoras (4 MVA e 2 MVA), 160 km de linha através dos cabos pára-raios energizados e linhas de conexão das subestações com as torres da LT 230 kV, totalizou aproximadamente US\$ 3.175.000,00. Tomando-se por base os dados apresentados em [12], [13], um sistema convencional equivalente, com tensão de 34,5 kV, custaria aproximadamente US\$ 5.490.000,00. Essa diferença está relacionada principalmente ao menor custo da linha com cabos pára-raios energizados. Em termos comparativos, na mesma

região uma linha de 34,5 kV, com cabo 4/0 (Penguin), utilizando poste de concreto duplo T, estrutura tipo N e cruzeta de madeira com 2,40 m, tem custo médio de US\$ 16.000,00/km, enquanto que o custo da linha PRE é de praticamente um décimo desse valor [13].

No período de janeiro de 1996 a novembro de 2000, o montante de energia elétrica suprida à localidade de Jaru foi equivalente a 111.254 MWh. Da mesma forma, no período de setembro de 1997 a dezembro de 2002, Itapuã do Oeste foi suprida com 38.395 MWh. Antes da implantação do PRE, o fornecimento de energia elétrica era feito por meio de usinas térmicas (UTE) instaladas nas próprias localidades.

No caso de Jaru, a UTE, com 10 MW de potência instalada, era composta por seis grupos geradores, com consumo específico médio em torno de 0,329 l/kWh. Em Itapuã do Oeste a UTE, com potência instalada de 1,056 MW, era composta por quatro grupos geradores, com consumo específico médio em torno de 0,306 l/kWh. Com base nesses valores de consumo específico, seria necessário queimar cerca de 48.351.436 litros de óleo diesel para fornecer a mesma quantidade de energia às duas localidades. Tomando-se como referência o custo médio do litro de óleo diesel em junho de 2008, incluindo impostos, economizou-se o montante de US\$ 71.074.186,00.

Além da economia com combustível, o PRE de Jaru permitiu à ELETRONORTE postergar por 2 anos o investimento em uma subestação convencional de 230-69-13,8 kV. No caso da CERON, o investimento em uma subestação de 69-13,8 kV para substituição definitiva do PRE Jaru foi postergado por 5 anos.

III. SOBRETENSÕES ATMOSFÉRICAS

As cargas supridas pelo sistema PRE estão sujeitas a interrupções de fornecimento de energia em decorrência de sobretensões causadas tanto por descargas atmosféricas diretas como indiretas (próximas à linha).

A tensão disruptiva crítica (*critical flashover overvoltage*, CFO) dos isoladores utilizados no sistema PRE em Rondônia foi determinada através de ensaios em laboratório, tendo sido obtidos os valores de 278 kV e 281 kV para as polaridades negativa e positiva, respectivamente. Os testes foram realizados considerando o espaçamento de 33 cm entre os eletrodos do centelhador, sendo os valores das tensões referidos às condições atmosféricas de referência (pressão = 101,3 kPa, temperatura = 20 °C e umidade absoluta = 11 g/m³).

Na eventualidade de algum dos condutores do PRE ser atingido por uma descarga atmosférica, as tensões entre os terminais dos isoladores próximos ao ponto de incidência excederão a CFO da linha. Como consequência, descargas disruptivas ocorrerão na grande maioria das vezes, com consequente interrupção de fornecimento. O mesmo geralmente acontecerá se a descarga incidir na torre, pois a menos que a intensidade da corrente (I) e a resistência de terra da torre atingida (R_t) apresentem valores baixos (por exemplo, $R_t < 10 \Omega$ e $I < 10$ kA), haverá “backflashover”. Vale ressaltar

que a probabilidade da amplitude da corrente ser inferior a 10 kA é menor que 10 %.

As sobretensões induzidas por descargas indiretas são em geral responsáveis por uma parcela substancial das interrupções em sistemas com tensão nominal igual ou inferior a 15 kV, e isso tem motivado diversos estudos sobre o tema [14] – [20]. A complexidade do fenômeno resultou no desenvolvimento de modelos teóricos conflitantes, alguns dos quais analisados em [21] – [23], o que ressalta a importância da utilização de um modelo confiável na análise dos surtos induzidos. Embora as amplitudes das sobretensões induzidas sejam bem inferiores àquelas decorrentes de descargas diretas e não representem problemas para linhas de transmissão, tais transitórios podem exceder a CFO da linha PRE e ocasionar desligamentos deste sistema.

A título de ilustração, a Fig. 2 apresenta formas de onda de tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, considerando diferentes distâncias (d) entre a linha e o canal da descarga, como indicado na Fig. 3. Os cálculos foram efetuados através do ERM (“Extended Rusck Model”) [24], [25], modelo este validado através de várias comparações entre tensões medidas e calculadas envolvendo experimentos tanto em escala real como em escala reduzida.

Nas simulações considerou-se a descarga ocorrendo em frente a uma das torres e a corrente com amplitude de 45 kA e forma de onda triangular, sendo o tempo de frente (t_f) e o tempo até o zero iguais a 2 μ s e 160 μ s, respectivamente. Para a determinação da distribuição espaço-temporal da corrente ao longo do canal, cujo comprimento foi assumido como igual a 3 km, adotou-se o modelo da Linha de Transmissão (TL) [26].

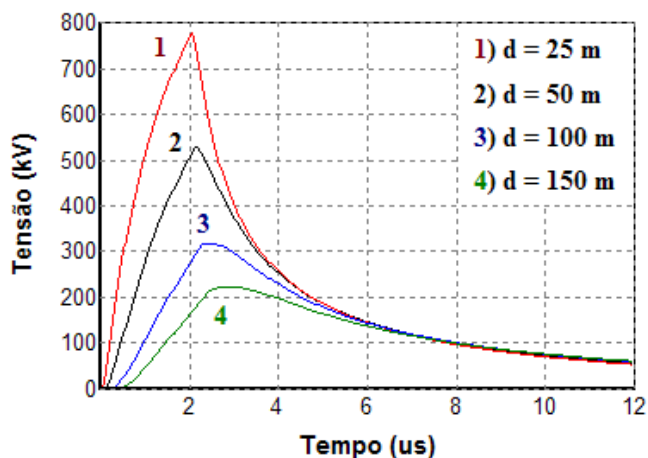


Figura 2. Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, para diferentes distâncias (d) entre o condutor e o canal da descarga. $I = 45$ kA, $t_f = 2$ μ s.

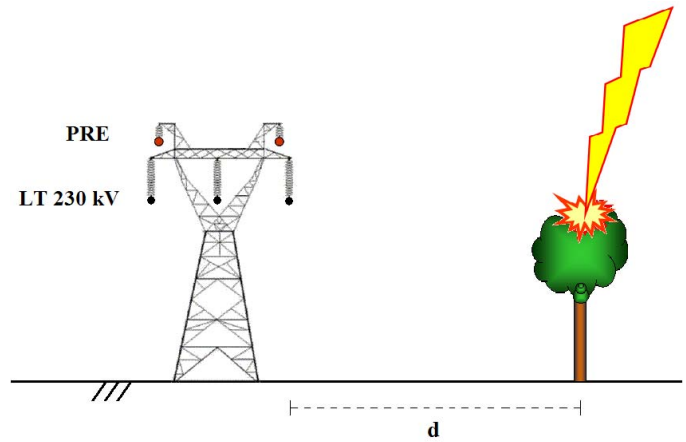


Figura 3. Descarga atmosférica incidindo a uma distância “ d ” da linha PRE, em frente a uma das torres.

A velocidade de propagação da corrente foi suposta igual a 30 % da velocidade da luz no vácuo, ou seja, 90 m/ μ s, enquanto que o solo foi considerado como perfeitamente condutor. A altura dos condutores PRE foi admitida constante e igual ao valor médio, 21,5 m. Não se considerou a presença do cabo OPGW pelo fato dele ter sido instalado após o período abrangido pelo estudo.

Cumprir destacar que existem árvores altas bastante próximas à linha ($d \approx 20$ m) em determinados trechos. Essa situação é favorável, uma vez que tais árvores proporcionam certa blindagem aos condutores, reduzindo a área de exposição da linha e melhorando o seu desempenho frente a descargas diretas. Entretanto, como nesses casos as descargas podem ocorrer a distâncias muito curtas da linha, as sobretensões induzidas podem atingir valores suficientemente elevados para provocar descargas disruptivas nos isoladores. A Fig. 2 indica que, para as condições consideradas, a incidência de descargas atmosféricas a distâncias inferiores a cerca de 100 m da linha PRE poderá ocasionar descargas disruptivas e, eventualmente, o desligamento temporário do sistema.

O valor de crista da corrente utilizado nas simulações (45 kA) foi escolhido com base nos registros obtidos em [27], que indicam o valor médio das amplitudes das correntes como sendo de aproximadamente 48 kA. Entretanto, na ausência de pára-raios na linha, o que é o caso do PRE, o sistema é linear e, portanto, as tensões induzidas são diretamente proporcionais às correntes. Desse modo, os resultados apresentados na Fig. 2 podem ser utilizados para avaliação das tensões correspondentes a correntes com diferentes valores de crista.

A tensão induzida é fortemente influenciada pelo tempo de frente da corrente, conforme mostrado na Fig. 4 para o caso de distância $d = 50$ m e os demais parâmetros mantidos inalterados em relação à situação anterior. As simulações se referem a tempos de 2 μ s, 4 μ s e 6 μ s, e em todos os casos a tensão atinge valores superiores a 300 kV.

Sendo a tensão induzida diretamente proporcional à altura do condutor [28], [29], verifica-se que a linha PRE é bem mais

susceptível a distúrbios decorrentes de descargas indiretas que uma linha típica de 34,5 kV. Adicionalmente, o número de descargas diretas nos condutores tende a aumentar com a altura dos mesmos. Tais fatores indicam que as descargas atmosféricas têm efeito significativo no desempenho do sistema PRE em regiões com alto índice cerâmico, como é o caso de Rondônia.

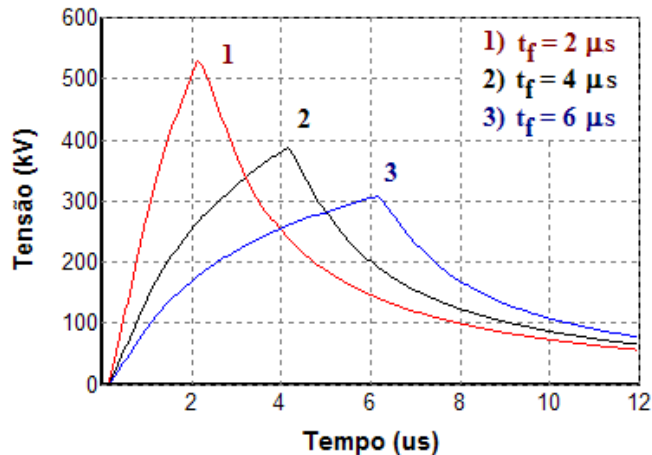


Figura 4. Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, considerando diferentes tempos de frente (t_f). $I = 45$ kA, $d = 50$ m.

IV. INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE

Adotando-se procedimento semelhante ao apresentado em [30], o desempenho efetivo do sistema PRE foi obtido a partir da análise de cada falta que resultou na interrupção do fornecimento de energia elétrica. Inicialmente as interrupções foram classificadas quanto à sua origem (interna ou externa). Assim, todas as interrupções na UHE Samuel, na LT 230 kV ou na rede de distribuição, advindas tanto de eventos programados como não-programados, foram classificadas como sendo de origem externa. Todas as interrupções ocorridas na linha PRE ou nas subestações supridoras e distribuidoras foram classificadas como sendo de origem interna.

A Tabela I apresenta os dados referentes às interrupções, de acordo com os índices operacionais DEC (duração equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado, expresso em horas) e FEC (frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado). A Tabela II mostra a decomposição das interrupções não programadas de origem interna entre descargas atmosféricas e outras causas.

Uma visão geral sobre as interrupções de origens externa e interna é apresentada na Fig. 5. Observa-se que a maioria das interrupções não é de responsabilidade do sistema PRE. De forma semelhante, o impacto das descargas atmosféricas em relação ao conjunto das interrupções internas não programadas é mostrado na Fig. 6. Neste caso, a hipótese de que as saídas do PRE tenham como causa principal as

descargas atmosféricas está plenamente confirmada.

TABELA I
INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE

Causa	PRE JARU 1996 - 2000		PRE ITAPUÃ 1997 - 2002	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Interrupções de origem externa				
1 - Programadas	72,39	37	52,37	40
2 - Não programadas	154,40	247	497,37	686
Subtotal 1	226,79	284	549,74	726
Interrupções de origem interna				
3 - Programadas	15,90	17	42,52	12
4 - Não programadas	127,25	301	222,29	383
Subtotal 2	143,15	318	264,81	395
Total	369,94	602	814,55	1.121

TABELA II
DECOMPOSIÇÃO DOS ÍNDICES RELATIVOS ÀS INTERRUPÇÕES NÃO PROGRAMADAS DE ORIGEM INTERNA

Causa	PRE JARU 1996 - 2000		PRE ITAPUÃ 1997 - 2002	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Descargas atmosféricas	90,15	246	132,07	291
Outras causas	37,10	55	90,22	92
Total	127,25	301	222,29	383

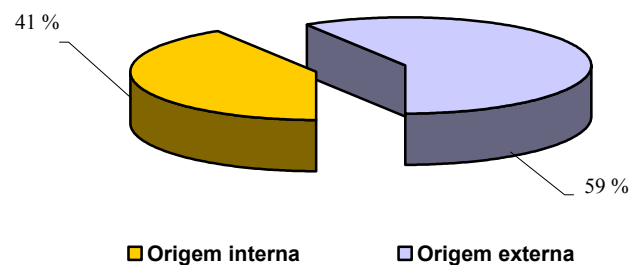


Figura 5. Subdivisão das interrupções do sistema PRE em Rondônia (PRE Jaru e PRE Itapuã) quanto à sua origem.

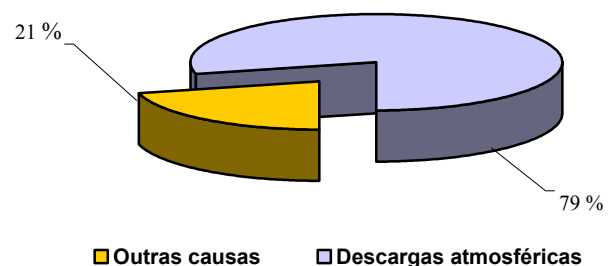


Figura 6. Participação percentual das interrupções provocadas por descargas atmosféricas em relação ao número total das interrupções de origem interna não programadas do sistema PRE.

A. Interrupções no PRE Jaru

Os dados apresentados na Tabela I praticamente totalizam todas as ocorrências do PRE Jaru, que esteve em operação no período de 30/12/1995 a 14/11/2000. A partir de então o PRE foi substituído pelo sistema convencional devido ao crescimento da demanda de energia elétrica na localidade.

No período estudado foram registradas 602 interrupções, as quais colocaram o sistema fora de operação por cerca de 370 horas, com tempo médio de restabelecimento de aproximadamente 37 minutos.

Os eventos de origem externa foram responsáveis por cerca de 47 % de todas as interrupções e por aproximadamente 61 % do tempo em que o sistema ficou fora de operação. Nessas condições, o tempo médio de restabelecimento do sistema foi de aproximadamente 48 minutos por interrupção.

As interrupções provocadas por descargas atmosféricas responderam por 24 % do tempo em que o sistema esteve fora de operação e por 41 % do número total de interrupções.

As descargas atmosféricas foram responsáveis por cerca de 82 % das interrupções internas não-programadas do PRE e por 71 % do tempo de indisponibilidade da instalação. Vale ressaltar que o tempo médio de restabelecimento associado às atividades operacionais para recolocar o PRE em operação após cada interrupção provocada por descarga atmosférica foi de aproximadamente 22 minutos.

B. Interrupções no PRE Itapuã do Oeste

No período de 1997 a 2002 foram totalizadas 1.121 interrupções, as quais levaram o PRE Itapuã do Oeste a ficar fora de operação por aproximadamente 815 horas. O tempo médio para colocar a instalação em operação após cada saída foi de aproximadamente 44 minutos.

As interrupções de origem externa responderam por cerca de 67 % do tempo total em que a instalação esteve fora de operação e por 65 % de todas as interrupções verificadas no período estudado. Esses números revelam que a operação do PRE Itapuã do Oeste foi significativamente influenciada por interrupções relacionadas a problemas na rede de distribuição em 13,8 kV.

As descargas atmosféricas tiveram impacto significativo no desempenho operacional do PRE, sendo responsáveis por aproximadamente 76 % das interrupções não-programadas de origem interna. Nessas condições, o tempo médio para recolocar a instalação em operação após cada interrupção causada por descarga atmosférica foi de cerca de 27 minutos.

C. Índices operacionais

Os dados relacionados às interrupções de origem interna, ou seja, aqueles atribuídos apenas ao PRE, são apresentados na Tabela III considerando-se os períodos de operação dos sistemas PRE Jaru (4,875 anos) e PRE Itapuã do Oeste (5,28 anos).

Para efeito de comparação, foram determinados os índices operacionais de uma UTE típica da CERON, com potência instalada semelhante àquela que existia em Jaru, bem como aqueles correspondentes a uma linha de 34,5 kV convencional equivalente. Essa linha equivalente foi obtida considerando

duas linhas de 34,5 kV localizadas nas proximidades do sistema PRE, sendo a soma de seus comprimentos muito próxima à extensão do PRE Jaru.

Além do DEC e do FEC, na Tabela III são apresentados os dados referentes ao tempo médio de restabelecimento (T, horas/interrupção), taxa de falhas (F, interrupções/km/ano) e confiabilidade por consumidor (C).

TABELA III
ÍNDICES OPERACIONAIS COMPARATIVOS

ÍNDICE	PRE JARU	PRE ITAPUÃ	LT 34,5 kV	UTE
DEC	29,40	50,15	82,14	305,34
FEC	65,20	74,81	57,04	190,02
T	0,45	0,67	1,44	1,60
F	0,71	0,97	0,62	---
C	0,9966	0,9943	0,9953	0,9610

V. CONCLUSÕES

O artigo apresentou e discutiu os resultados obtidos após a implantação de uma tecnologia não convencional, pioneira no Brasil, para atendimento a duas localidades no Estado de Rondônia. Trata-se do primeiro trabalho onde o desempenho operacional da tecnologia PRE no período de 1996 a 2002 é comparado aos desempenhos de linhas de média tensão convencionais e de usinas térmicas em operação na mesma região.

Abordou-se também, pela primeira vez, a questão das sobretensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em uma linha de distribuição com as características da linha PRE, tendo sido demonstrada a maior susceptibilidade do sistema ao fenômeno em razão da altura mais elevada dos condutores em relação a uma linha de distribuição convencional. Os resultados apresentados ilustram claramente o modo como as tensões induzidas podem afetar o desempenho da linha ao excederem a tensão disruptiva crítica das cadeias de isoladores. As simulações para cálculo de tensões induzidas foram realizadas utilizando-se um modelo já consolidado e de validade comprovada por meio de diversas comparações entre resultados teóricos e experimentais.

A experiência brasileira obtida até o momento com a tecnologia PRE permite concluir que:

1. o custo de implantação nas localidades de Jaru e Itapuã do Oeste foi menor que aquele correspondente ao sistema convencional equivalente, além de permitir postergar investimento em instalações convencionais definitivas;
2. a implantação da tecnologia em Rondônia representou um ganho ambiental associado ao não desmatamento, o que não seria possível no caso da construção de uma linha de média tensão convencional. Também houve benefício ambiental associado à redução da queima de combustíveis fósseis;
3. a maioria das interrupções ocorridas no PRE Itapuã do Oeste foi devida a falhas ocorridas na rede de distribuição e nas linhas rurais a ela conectadas;

4. as descargas atmosféricas podem ocasionar sobretensões ao incidirem nos condutores PRE, nas torres ou nas proximidades da linha, sendo responsáveis pela maior parte das interrupções no sistema. Entretanto, tais desligamentos são sazonais, acontecendo efetivamente nos meses chuvosos;
5. o tempo médio de desligamento do PRE nas interrupções por descargas atmosféricas é menor em relação às demais causas;
6. os índices operacionais apresentados pelos sistemas PRE de Jaru e de Itapuã do Oeste são bem melhores que aqueles apresentados pela usina térmica composta por grupos geradores diesel;
7. embora o PRE saia de operação com mais frequência que uma linha de média tensão de 34,5 kV, seu desempenho operacional é superior, tomando-se por base o menor tempo de indisponibilidade da instalação, representado pelo índice operacional DEC, e a maior rapidez no restabelecimento do sistema;
8. a experiência com a tecnologia PRE em Rondônia demonstrou que o sistema não degrada o desempenho operacional da LT 230 kV.

REFERÊNCIAS

- [1] F. Iliceto, E. Cinieri, L. Casely-Hayford, and G. Dokyi, "New concepts on MV distribution from insulated shield wires of HV lines: operation results or an experimental system and applications in Ghana," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 4, pp. 2130-44, Oct. 1989.
- [2] F. M. Gatta, F. Iliceto, and S. Lauria, "Lightning performance of HV transmission lines with insulated shield wire(s) energized at MV: analysis and field experience," *CIGRE – Symposium on Behaviour of Electrical Equipment and Components in Tropical Environment*. Cairns, Australia, paper n. 100-07, Sep. 2001.
- [3] F. Iliceto, E. Cinieri, and F. M. Gatta, "Rural electrification of developing countries using the insulated shield wires of HV lines - new design criteria and operation experience," *CIGRE*, paper 37/38-03, 1994 Session, Paris.
- [4] F. Iliceto, F. M. Gatta, and G. O. Dokyi, "Three-phase and single-phase electrification in developing countries using the insulated shield wires of HV lines energized at MV operation experience in Ghana," *IV ICPOST 2000 – Fourth International Conference on Power Systems Operation and Planning*. Accra, Ghana, paper no. 20-2E01, Jul/Aug. 2000.
- [5] F. Iliceto, F. M. Gatta, P. Masato, and H. Sysoulath, "Rural electrification in developing countries with the shield wire scheme: applications in Laos," *CIGRE*, paper C6-301, 2004 Session, Paris.
- [6] F. Iliceto, F. M. Gatta, S. Lauria, M. Debebe, and M. Hussen, "Rural electrification in Ethiopia with the shield wire scheme," *CIGRE – 18th International Conference on Electricity Distribution*. Turin, 6-9 Jun./2005.
- [7] J. E. Ramos, A. Piantini, A. D'Ajuz, and V. A. Pires, "Resultados operacionais da Tecnologia Pára-Raios Energizados – PRE – instalada em Rondônia," *Congresso Internacional de Distribucion Electrica – CIDEL*, Buenos Aires, Nov. 2006.
- [8] A. D'Ajuz, E. H. Rose, M. L. B. Martinez, W. S. Pinto, A. N. R. Araújo, M. N. Takai, F. Sganzerla, H. P. Oliveira Júnior, C. S. Fonseca, R. P. Guimarães, and E. R. Mendes, "Energized overhead ground wires – OHGWs: the pioneer Brazilian application," *IV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – IV SEPOPE*, Foz do Iguaçu, May 1994.
- [9] A. D'Ajuz, E. H. Rose, M. L. B. Martinez, W. S. Pinto, A. N. R. Araújo, M. N. Takai, H. P. Oliveira Júnior, V. A. Pires, and E. A. Cursino, "Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados - uma solução econômica para o suprimento a comunidades isoladas," *XII SNPTEE, RE/GPL/19*, Recife, 1993.
- [10] J. E. Ramos, A. D'Ajuz, A. M. T. Cruz, and V. A. Pires, "Operational and economic appraisal of shield wire line – SWL: the case study of SWL Jaru," *IEEE/PES T&D 2002 Latin America*, São Paulo, March 2002.
- [11] J. E. Ramos, A. Piantini, V. A. Pires, and A. D'Ajuz, "Experiences with the energized shield wire line technology in Brazil," *IX International Symposium on Lightning Protection*, Foz do Iguaçu, pp. 323-328, Nov. 2007.
- [12] J. E. Ramos, "Avaliação técnico-econômica da tecnologia de cabos pára-raios energizados – PRE, em Rondônia: caso particular do PRE Jaru," Dissertação de Mestrado, orientada por A. G. R. Lezana, Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, 2000.
- [13] J. E. Ramos, A. D'Ajuz, and V. A. Pires, "Providing small electricity charges using the shield wire line technology," *IEEE/PES T&D 2004 Latin America*, São Paulo, Nov. 2004.
- [14] A. K. Agrawal, H. J. Price and S. Gurbaxani, "Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. EI-22, pp. 119-129, May 1980.
- [15] M. Ishii, K. Michishita, Y. Hongo and S. Ogume, "Lightning-induced voltage on an overhead wire dependent on ground conductivity", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 109-118, 1994.
- [16] M. Paolone, C. A. Nucci, E. Petracche and F. Rachidi, "Mitigation of lightning-induced overvoltages in medium voltage distribution lines by means of periodical grounding of shielding wires and of surge arresters, modeling and experimental validation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 423-431, 2004.
- [17] C. A. Nucci et al., "Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part III, Sensitivity analysis", *Electra*, pp. 27-30, Oct. 2005.
- [18] Y. Baba and V. A. Rakov, "Voltages induced on an overhead wire by lightning strikes to a nearby tall grounded object", *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 48, no. 1, pp. 212-224, 2006.
- [19] S. Yokoyama, "Designing concept on lightning protection of overhead power distribution line", *Proceedings of the IX International Symposium on Lightning Protection*, Foz do Iguaçu, pp. 647-662, Nov. 2007.
- [20] A. Piantini, "Lightning protection of overhead power distribution lines," (invited lecture), *29th International Conference on Lightning Protection*, Uppsala, pp. 323-328, June 2008.
- [21] V. Cooray, "Calculating lightning-induced overvoltages in power lines, a comparison of two coupling models", *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 36, no. 3, pp. 179-182, 1994.
- [22] A. Piantini and J. M. Janiszewski, "Analysis of three different theories for computation of induced voltages on distribution lines due to nearby lightning", *Proceedings of the International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Buenos Aires, pp. Session 1 / 127-132, Dec. 1996.
- [23] K. Michishita and M. Ishii, "Theoretical comparison of Agrawal's and Rusck's field-to-line coupling models for calculation of lightning-induced voltage on an overhead wire", *IEEE Transactions of Japan*, vol. 117, no. 9, pp. 1315-1316, 1997.
- [24] A. Piantini and J. M. Janiszewski, "Induced voltages on distribution lines due to lightning discharges on nearby metallic structures," *IEEE Transactions on Magnetics*, vol. 34, no. 5, pp. 2799 - 2802, Sep.1998.
- [25] A. Piantini and J. M. Janiszewski, "The Extended Rusck Model for calculating induced voltages on overhead lines," *VII International Symposium on Lightning Protection*, Curitiba, pp. 151-155, Nov. 2003.
- [26] M. A. Uman and D. K. McLain, "Magnetic field of the lightning return stroke," *Journal of Geophysical Research*, vol. 74, pp. 6899-6910, 1969.
- [27] M. A. Schroeder, A. Soares Jr., S. Visacro, L. C. L. Cherchiglia, V. J. Souza, J. H. Diniz, and A. M. Carvalho, "Evaluation of directly measured lightning parameters," *V International Symposium on Lightning Protection*, São Paulo, pp. 7-11, May 1999.
- [28] A. Piantini, "Contribuição ao estudo das tensões induzidas em linhas de distribuição por descargas atmosféricas indiretas," Dissertação de

Mestrado, orientada por J. M. Janiszewski, Departamento de Engenharia de Eletricidade, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 1991.

- [29] A. Piantini and J. M. Janiszewski, "An Experimental study of lightning induced voltages by means of a scale model," *21st International Conference on Lightning Protection*, Berlin, pp. 195-199, Sep. 1992.
- [30] G. Carrillo, J. Jaimes, and J. Mora, "Strategies to Attend Destructive and Nondestructive Faults in Power Transmission Substations," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 2, no. 3, pp. 183-190, Sept. 2004.



José Ezequiel Ramos, nasceu em Minas Gerais, Brasil, em 10 de abril de 1956. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso, no ano de 1981 e em 2000 concluiu o mestrado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina. Na CERON desde 1982, trabalhou nas áreas de projeto e construção de subestações, linhas e redes de distribuição e também nas áreas de Operação, Manutenção e Estudos Elétricos. O Eng^o Ramos encontra-se atualmente em fase de conclusão do seu trabalho de Doutorado no Programa de Pós-Graduação em Energia da USP, desenvolvido no âmbito de projeto de pesquisa relacionado à avaliação do desempenho técnico e operacional da tecnologia Cabos Pára-Raios Energizados (PRE) no Estado de Rondônia, contemplado no programa de P&D da CERON.



Alexandre Piantini (SM'2004) nasceu em Londrina, Brasil, em 10 de agosto de 1963. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná em 1985 e obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) em 1991 e em 1997, respectivamente.

Ingressou na USP em 1986, como pesquisador do Instituto de Eletrotécnica e Energia. Atualmente é professor do Programa de Pós-Graduação em Energia da USP e do Programa de Pós-Graduação da Escola Politécnica da USP e coordenador do Centro de Estudos em Descargas Atmosféricas e Alta Tensão (CENDAT/USP). Suas principais áreas de interesse estão relacionadas a descargas atmosféricas, transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos e qualidade de energia.

O Prof. Piantini é coordenador do *CIGRE Working Group C4.408* ("*Lightning Protection of low-voltage networks*") e autor ou co-autor de mais de 100 trabalhos científicos publicados em periódicos ou apresentados em congressos nacionais e internacionais.



Valdemir Aparecido Pires, natural de Agudos, São Paulo, Brasil, nascido em 1955. Formou-se em Tecnologia de Sistemas Elétricos pela Faculdade de Tecnologia de Bauru e em Administração de Empresas pela Universidade Federal de Rondônia. Na CERON desde 1981, desenvolveu trabalhos nas áreas de Planejamento, projeto e construção de linhas e redes de distribuição, especificação

de equipamentos e elaboração de normas técnicas. Atualmente vem trabalhando na supervisão das UTEs dos sistemas isolados que compõem o Sistema Elétrico da CERON.

O Eng. Pires é gerente do projeto de pesquisa intitulado "Avaliação do desempenho técnico e operacional da tecnologia Cabos Pára-Raios Energizados (PRE) no Estado de Rondônia, contemplado pelo programa de P&D da CERON.



Ary D'Ajuz, nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, no ano de 1953. Graduou-se em Engenharia Elétrica em 1977 pela Universidade Gama Filho e no ano de 1988 concluiu o mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UF RJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Trabalhou na empresa FURNAS no período de 1978 a 1986, na ELETRONORTE no período de 1986 a 2000 e atualmente no ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Trabalhou por mais de 24 anos com equipamentos e estudos de transientes eletromagnéticos, sendo um Especialista nessa área. O Eng. D'Ajuz é autor ou co-autor de diversos trabalhos científicos publicados em periódicos ou apresentados em congressos nacionais e internacionais.