

Impactos de Bancos de Capacitores Shunt na Sobretenção Transitória e na Coordenação de Isolamento em uma instalação de 230 kV

Mateus Duarte Teixeira
Universidade Federal do Paraná
Curitiba, Brazil
mateus.teixeira@ufpr.br

Thiago Enrique Brüggemann Fiorese
Bree Eficiência Energética S.A.
Quatro Barras, Brazil
thiagofiorese2010@gmail.com

Victoria Stocco Schiefler e Silva
Universidade Federal do Paraná
Curitiba, Brazil
victoriaschiefler@ufpr.br

Flávio Resende Garcia
Bree Eficiência Energética S.A.
Quatro Barras, Brazil
flavio@bree.com.br

Patrick Roberto de Almeida
Bree Eficiência Energética S.A.
Quatro Barras, Brazil
patrick.almeida@bree.com.br

Rafael Martins
Copel G&T.
Curitiba, Brazil
rafael.martins@copel.com

Abstract—The contemporaneity of electrical power quality is notable given the increasing energy demand in Brazil. With these need for analysis, diagnosis, and the search for solutions, an in-depth study of electromagnetic transients becomes necessary. It is in this scenario that this work aims to bring focus in the impacts of connecting shunt capacitor banks and its interaction with transient overvoltage resulting from atmospheric discharges in an installation on the Brazilian Transmission Grid. In addition to the subsequent development of the computational model, a comprehensive bibliographic review was conducted to rescue and update the relevance of the subject at hand. Succeeding this review, the modeling was based on the Pedro Viriato Parigot de Souza 230/138 kV substation, carried out using the ATPDraw software to assess the implications caused by the incorporation of shunt capacitors into the installation. The simulations considered scenarios that involved combinations with capacitor banks and surge arresters, applied to situations of direct and indirect lightning discharges. Finally, a slight attenuation of transient overvoltage from atmospheric surges was observed in the presence of shunt capacitor banks in a 230 kV installation.

Keywords—Transients. Overvoltage. Capacitor Banks. Transmission Lines. Insulation coordination. Atmospheric Discharges

I. INTRODUCTION

Ao analisar sistemas elétricos de potência, o termo transitório é frequentemente usado para se referir a eventos instantâneos e indesejados. É um estado temporário de ondas eletromagnéticas, caracterizado por sintomas ou respostas elétricas locais decorrentes de mudanças bruscas nas condições de operação do sistema. Ainda, a duração de um transitório é geralmente curta, mas a sua importância é significativa. Isso ocorre porque os dispositivos usados no sistema experimentam demandas significantes de tensão e/ou corrente durante esses eventos. [1].

O estudo aprofundado de transitórios eletromagnéticos em território nacional não teve tanto avanço até meados dos anos 70, pelo fato de não haver ferramentas analíticas suficientemente adequadas para tal. O pontapé inicial deu-se apenas em 1973 quando uma parcela do corpo técnico de FURNAS se debruçou em cima de estudos de um sistema de 345 kV da empresa, em parceria com o CESI (Centro Italiano

de Eletrotécnica Experimental ou Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano), em Milão, como relata [2].

Segundo o mesmo autor, só em 1974 com uma custosa aquisição tecnológica por parte de FURNAS que se obteve avanço considerável em estudos do ramo, principalmente em relação à coordenação do isolamento elétrico das instalações de energia brasileiras. Sendo que somente em 1987 surgiu a primeira versão de NBR 6939, que trata efetivamente da coordenação de isolamento. Tamanha é a importância do tema que para todo e qualquer empreendimento elétrico é exigido um estudo do tipo, e especializar-se nisso é um nicho que poucos engenheiros se alocam.

Para linhas de transmissão, a coordenação do isolamento engloba principalmente aspectos sobre o ponto de vista de descargas atmosféricas, que se traduzem na especificação dos espaçamentos elétricos, quantidade de isoladores, ângulos de blindagem e o próprio isolamento da estruturas. Já em subestações, estudar coordenação do isolamento reflete na determinação das características dos isolamentos dos equipamentos, como suas solicitações elétricas, conciliando técnica e viabilidade econômica. [2].

Vale ressaltar que o isolamento elétrico aqui tratado pode ser superado principalmente por chaveamentos de equipamentos na rede e por descargas atmosféricas que podem acometê-la. O primeiro, corriqueiro da operação cotidiana do sistema elétrico nacional e imprescindível para seu pleno funcionamento. Já a segunda ocasião, comum em um país tropical e com alto nível cerâmico como o Brasil.

Conforme comentado, descargas atmosféricas são uma fonte significativa de sobretenções transitórias. Quando um raio atinge uma linha de transmissão ou um equipamento em uma subestação, ele pode causar um rápido aumento na tensão que pode danificar o isolamento elétrico. [3].

Bancos de capacitores shunt são amplamente empregados em subestações de energia de transmissão e distribuição com intuito tanto de compensar quedas de tensão ao longo do sistema, quanto melhoria do fator de potência da rede elétrica. Contudo, estes equipamentos podem alterar drasticamente a impedância elétrica da instalação, refletindo em alteração do comportamento transitório neste ponto de conexão.

Neste sentido, este artigo, desenvolvido no âmbito do projeto de P&D ANEEL PD-0641-0563/2019, tem como objetivo o estudo do impacto da presença de bancos de capacitores em derivação na sobretensão transitória advinda de descargas atmosféricas em uma instalação da rede básica em 230 kV. Para tanto, os autores desenvolveram simulações computacionais no ATP Draw de uma linha de transmissão real da concessionária COPEL, bem como o modelo matemático da subestação de energia da Usina Hidrelétrica Pedro Viriato Parigot de Souza 230/138 kV [4]. A partir destes, foram analisados os impactos causados pela presença de bancos de capacitores no transitório da tensão de uma linha de transmissão bem como os impactos causados na coordenação do isolamento da subestação da usina.

II. COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

As características do isolamento e as especificações elétricas de equipamentos são estabelecidas a partir do compromisso firmado entre técnica, boas práticas na engenharia e economia. Com isso, no âmbito da coordenação do isolamento elétrico a nível de sistemas de potência, é preciso estipular as tensões que podem se manifestar numa dada instalação, de forma a conciliá-las com os demais métodos de proteção inseridos no ambiente, visando diminuir a um nível econômico e operacionalmente aceitável a probabilidade de danos ao equipamento causados por aquelas tensões. [2, 5].

As solicitações elétricas dos equipamentos podem ser divididas entre tensões à frequência industrial (durante regime normal de operação), sobretensões temporárias, sobretensões de manobras e sobretensões atmosféricas [2]. Estas, por sua vez, devem ser toleradas por um sistema, principalmente um que detenha demasiada influência sobre uma grande área territorial, como o caso de uma SE conectada à Rede Básica e suas respectivas LTs de alta tensão.

A. Classificação de tensões suportáveis

- Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial de Curta Duração: Valor eficaz de tensão em frequência industrial que deve ser suportada em ensaio por determinado tempo;
- Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (Atmosférico): Valor de crista de um pulso atmosférico para o qual não deve ocorrer descarga disruptiva em uma isolação não auto-recuperante;
- Tensão crítica de Descarga (U50 ou CFO): Valor de crista para uma tensão de ensaio para o qual a isolação auto-recuperante tem 50% de probabilidade de suportar impulsos ou de haver descargas. Neste caso, para avaliação do risco de falha na isolação, é de bom grado o uso de curvas de probabilidade de descarga atmosférica em relação à tensão crítica U50 e de seu desvio padrão σ .

B. Efeitos elétricos das Descargas Atmosféricas

Medições revelam que uma descarga atmosférica se caracteriza se por valores médios de corrente aferidos. Para descargas negativas, 30 kA, para positivas (menos frequentes), 35 kA. Entretanto, vale lembrar que nada impede que estes valores possam exceder 80 e 250 kA respectivamente. Posto isso, o surto de tensão que acomete o ponto de incidência do raio sofre de um surto de tensão dependente da impedância de surto do local de incidência.

Entende-se como impedância de surto como a impedância vista por um transitório tipo sobretensão de origem atmosférica. Como a onda de surto se propaga nos dois sentidos de uma LT a partir do ponto de incidência até um ponto de descontinuidade no circuito, o pico do surto de tensão é facilmente mensurado por $U = (I \cdot Z_S)/2$, sendo U a tensão máxima do pico, I a corrente do raio, e Z_S a impedância de surto do condutor acometido.

Para os estudos de coordenação de isolamento de uma linha de transmissão é necessário a adoção de um modelo eletrogeométrico da disposição dos condutores de fase e de guarda da instalação em relação à descarga que incide neles ou nas torres. A base deste modelo associa a intensidade da corrente do raio e a região de alcance da ponta de um líder descendente, tornando possível mensurar a preferência dela de ou alcançar a instalação ou incidir no solo.

Para o caso de descargas diretas numa das fases da linha de transmissão, pela Equação 1 é possível mensurar para qual intensidade de corrente do raio poderá haver falhas de blindagem, desde que se considere distância de atração máxima r_{max} para isso. Esta pode ser obtida através da disposição geométrica dos cabos de guarda e das fases de uma LT oriundas da arquitetura da torre conforme a seguinte relação:

$$r_{max} = \frac{h+y}{2[1-\sin(\theta_S)]} \quad (1)$$

Esta distância calculada é nomeada de "distância de atração" r_{max} [2]. e é a própria distância de incidência [m], I_{max} é a corrente máxima que incide no condutor [kA], h é a altura do cabo para-raios [m], y é a altura do cabo fase [m] e θ_S é o ângulo de proteção [°] considerado entre a normal do cabo para raio com o solo e o segmento linear entre o próprio cabo para-raio e o de fase.

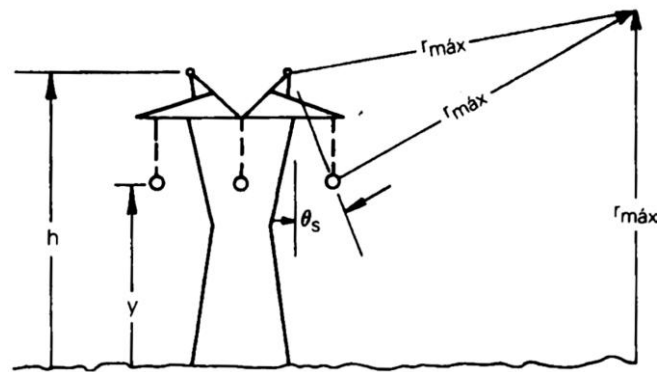


Fig. 1. Modelo eletromagnético bidirecional de blindagem em linhas de transmissão. [2]

Devido à divisão da onda de tensão em sentidos opostos no cabo acometido pela descarga, sabendo-se I_{max} é possível verificar a máxima tensão U_{max} que viajará pela LT e chegará na subestação, conforme:

$$U_{max} = I_{max} \frac{Z_S}{2} \quad (2)$$

Em que a impedância de surto do cabo fase Z_S [Ω] pode ser obtida por:

$$Z_S = 60 \ln \frac{2H}{R} \quad (3)$$

Em que H é a altura média dos condutores na LT [m] e R é o raio equivalente de um condutor fase. Já esta altura média H vem de:

$$H = y - \frac{2}{3}(y - y') \quad (4)$$

Onde, y é a altura do condutor fase na torre e y' é a altura do condutor fase no meio do vão, ambas dadas em metro.

Se a descarga é indireta, por exemplo, ocorre na torre, a onda de sobretensão sofrerá reflexões conforme as impedâncias características do local. Para este caso de incidência, é considerada a impedância de surto da torre Z_T e a impedância de surto do cabo para-raios Z_g . Esta equivalência é dada por:

$$Z_{eq} = \frac{Z_T}{1 + \frac{2Z_T}{Z_g}} \quad (5)$$

A impedância da torre Z_T por sua vez está relacionada a sua arquitetura, e diversas são as formas de abordá-la. Com isso são amplamente aceitas a Equação 6, que considera uma geometria aparentemente cônica, segundo [6], e a Equação 7, segundo [7], que se faz valer de uma geometria de caráter cilíndrico.

$$Z_T = 30 \ln \frac{2(h^2 - r^2)}{r^2} \quad (6)$$

$$Z_T = 60 \ln \sqrt{2} \frac{h}{r} - 60 \quad (7)$$

Nelas, h é a altura da torre [m] e $2r$ é o diâmetro da torre associado à geometria utilizada. Valores típicos podem variar geralmente de 150 a 250 Ω , e qualquer valor neste intervalo já serve para avaliação do desempenho da torre na LT [8].

Na Figura 2 observa-se a analogia do circuito que deve ser considerado entre torres e cabeamentos das linhas. É visto que capacitâncias são colocadas entre as fases e as torres, justamente pelo fato de haver uma diferença de potencial entre elas determinada pelos isoladores, que por sua vez podem ser modelados por chaves controladas pela suportabilidade obtida no Método do Líder Progressivo [9]. Para a simulação de uma LT de 220 kV, por exemplo, A referência [10] faz uso de capacitâncias de 50 pF entre cada uma das fases e as torres.

Em suma, descargas diretas e indiretas levam através das LTs às Ses ondas de tensão elevada, mas que ao longo do caminho vão sofrendo atenuações e distorções advindas do efeito Corona e dos modos de propagação das ondas na linha.

C. Metodologias de Coordenação de Isolamento frente à Descargas Atmosféricas

Coordenar o isolamento diante a surtos atmosféricos pode trilhar dois caminhos: o determinístico e o estatístico. O primeiro se faz valer da determinação da máxima sobretensão de origem atmosférica, direta ou indireta, que poderá atingir a subestação [5], e aplicar à ela um fator de segurança que acarretará no nível de isolamento, ou seja:

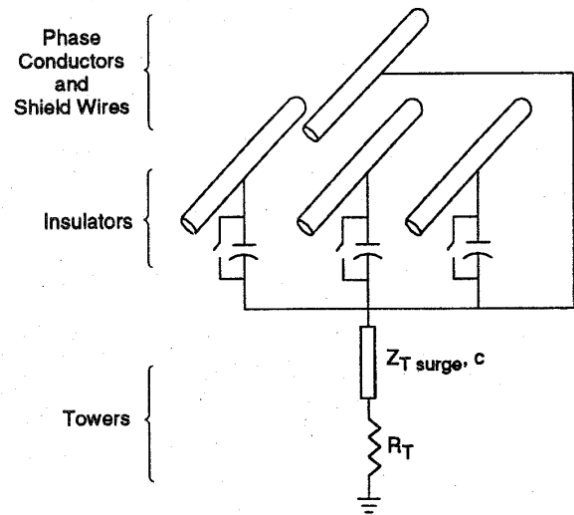


Fig. 2. Modelo equivalente entre torres e cabeamento de uma linha de transmissão. [7]

$$\frac{\text{Nível de Isolamento a Impulso}}{\text{Máxima Sobretensão}} = 1,25 \quad (8)$$

Este valor de segurança (1,25) é comumente encontrado na literatura.

Esta máxima sobretensão U_{max} precisa levar em conta as piores e mais desfavoráveis condições possíveis para o transitório, ou seja, máxima magnitude de corrente do raio, tempo de frente de onda muito curto, resistência de pé de torre alta, etc. Ainda, de forma geral, esta sobretensão que chega à subestações devido à descargas diretas na linha resultará num valor que é o máximo da suportabilidade a impulso atmosférico do isolamento, tanto das cadeias de isoladores como dos espaçamentos a ar entre os condutores, isto é, não incidirão em subestações tensões superiores à U_{max} a partir da LT [2]. Esta última pode ser equacionada por:

$$U_{max} = U_{50}(1 + 3\sigma) \quad (9)$$

em que para uma distribuição normal, σ é assumido como $\sigma = 3\%$ para impulsos atmosféricos e $\sigma = 6\%$ para impulsos de manobra.

Em relação a uma descarga indireta, são adotados valores menos prováveis de corrente e tempo crista da onda de descarga, de 150 a 200 kA para 0,5 a 1 μ s. Também o tempo de descarga deve ser considerado, haja vista que o flashover por uma cadeia de isoladores é dependente da frente de onda da tensão que surge através delas. Vale ressaltar que quanto menor o número de circuitos da subestação, maior a sobretensão incidente, justamente pelo fato de haver poucos pontos de reflexão e conseqüente atenuação do sobressinal nela incidente.

Por outro lado, há a possibilidade também de abordar a coordenação de isolamento de LTs e SEs frente a descargas atmosféricas de maneira estatística, isto é, é tida como base a distribuição real da ocorrência de sobretensões. Dessa forma o isolamento da instalação é feito de forma a manter o risco de falha a um valor abaixo de um ponto aceitável, considerando as respectivas conseqüências desse evento.

Neste caso, a probabilidade de haver um raio na subestação advém do número médio de descargas diretas ou indiretas dentro de determinado período de tempo. O risco de falha então é mensurado a partir da soma dos produtos da

TABLE I. PADRONIZAÇÃO DE NOMENCLATURA DE IMAGENS/CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO

Caractere identificador	Cenários
W: tipo descarga	D: descargas diretas
	I: descargas indiretas
XXX: equivalentes 230 kV	CEQ: com equivalentes 230 kV (fronteiras e geração em GPS)
	SEQ: sem equivalentes 230 kV (fronteiras e geração em GPS)
YY: condições	01: Com PR & Com BCO
	02: Com PR & Sem BCO
	03: Sem PR & Com BCO
	04: Sem PR & Sem BCO
ZZZZ: ponto de medição	TPLT1: TP na entrada da LT PFC-GPS, em GPS
	TPPFC: TP na entrada da LT PFC-GPS, em PFC
	TPBES: TP na extremidade esquerda da barra principal, em GPS
	TPBDI: TP na extremidade direita da barra principal, em GPS

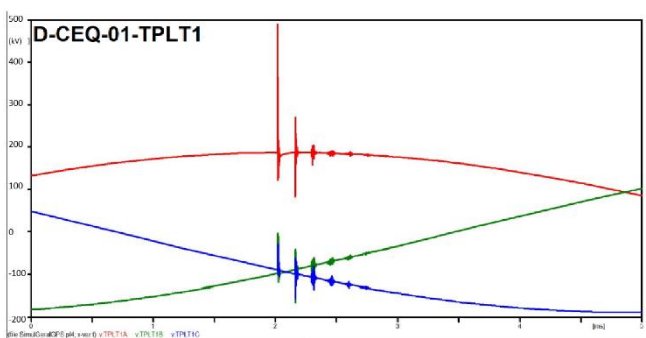


Fig. 4. Forma de onda de tensão para cenário D-CEQ-01-TPLT1

Considerando os cenários propostos, é demonstrado na Tabela II as sobretensões encontradas e a energia dissipada nos para-raios para todas as possibilidades de combinação de cenários, com o intuito de representar os ganhos ou perdas de proteção nas instalações e na mitigação dos efeitos causados pela sobretensão transitória advinda de surtos atmosféricos. A interpretação dos valores ocorre nas seções seguintes, porém é notório que as medições em TPs e para-raios se aproximam consideravelmente dos valores matematicamente calculados, dando embasamento para a convergência das simulações.

A. Cenários D-CEQ-YY-ZZZ

Nota-se que os para-raios contribuíram grandemente para o alívio do surto que chega à subestação, tanto é que o pico de surto é amortecido cerca de 20% com a aplicação destes equipamentos junto à entrada da instalação e início da linha, no ponto de medição TPLT1, o que significou numa atenuação perto de 130 kV. No TPPFC do outro lado da linha, este decréscimo foi de até 60%.

A presença do banco de capacitor significou uma variação na sobretensão da instalação para uma mesma condição. Com a presença de para-raios, a aplicação do banco resultou em mudanças não tão expressivas, mas ainda assim positivas - no sentido de acréscimo à sobretensão, nos TPs de entrada de linhas, já distantes fisicamente do banco de capacitores na

subestação. Na contramão disso, as tensões aferidas nos extremos do barramento sofreram uma redução de aproximadamente 1,5%, como verificado no TPBES.

TABLE II. SOBRETENSÕES SIMULADAS CONFORME CENÁRIOS PROPOSTOS

Cenário	ZZZZ: Ponto de Medição [kV]				Energia nos PR [kJ]	
	TPLT1	TPPFC	TPBES	TPBDI	PRLT1	PRPFC
D-CEQ-01	490,60	408,42	267,45	187,79	4,73	0,64
D-CEQ-02	490,27	408,37	270,99	187,79	4,73	0,68
D-CEQ-03	623,70	448,27	314,86	187,79	-	-
D-CEQ-04	624,54	450,64	319,75	187,79	-	-
D-SEQ-01	411,69	421,13	420,35	486,68	1,46	7,73
D-SEQ-02	415,23	422,13	441,44	494,00	14,23	26,31
D-SEQ-03	451,59	690,79	431,37	495,93	-	-
D-SEQ-04	451,59	726,57	503,14	503,14	-	-
I-CEQ-01	514,71	439,89	272,91	187,79	19,82	39,45
I-CEQ-02	514,75	438,44	276,44	187,79	23,68	49,82
I-CEQ-03	626,85	1120,00	311,48	187,79	-	-
I-CEQ-04	627,47	1120,00	315,97	187,79	-	-
I-SEQ-01	512,91	447,52	468,63	552,51	572,79	90,72
I-SEQ-02	519,53	447,53	486,10	555,22	559,67	94,52
I-SEQ-03	661,98	2090,00	541,30	578,53	-	-
I-SEQ-04	671,45	2090,00	560,78	580,53	-	-

B. Cenários D-SEQ-YY-ZZZZ

Mais uma vez os para-raios se mostraram muito efetivos para atenuação dos surtos provenientes de descargas diretas na linha, uma redução de aproximadamente 9% em medições no TPLT1, e de até 42% no TPPFC (na SE PFC). Quanto ao TPBES, a redução foi de até 13%.

A aplicação do bando de capacitores neste cenários, significou também uma redução breve na sobretensão transitória. No TPLT1 e TPPFC, reduções quase nulas, não alcançaram nem 1%. Já em TPBES esta atenuação foi perto de 15%.

O fato mais interessante deste cenário foi em relação a energia dissipada nos para-raios, quando aplicados. A presença do banco representou praticamente uma atenuação de quase 90% em TPLT1, na entrada da linha em GPS, e numa redução de mais de 70% no TPPFC, em PFC.

C. Cenários I-CEQ-YY-ZZZZ

Da mesma forma, os para-raios se mostraram funcionais, aliviando em até quase 18% a sobretensão em TPLT1, 61% em TPPFC e 13% em TPBES. Em TPBDI a influência das fontes ideais não permitiu a variação de tensão nesta ponta do barramento.

As flutuações nos valores de sobretensão com a presença do banco de capacitores também se mantiveram baixas, tanto com e sem para-raios aplicados, sendo a variação máxima registrada em TPBES, de aproximadamente 1,5% para baixo. Aqui vale ressaltar que em TPPFC, houve um registro de incremento na sobretensão, mas praticamente desprezível, perto de 0,33%.

D. Cenários I-SEQ-YY-ZZZZ

Para descargas indiretas incidindo na instalação totalmente desenergizada houve maior sensibilidade dos para-raios para com a redução sobretensão incidindo na entrada da linha. Em TPLT1 houve atenuação de próxima de 23%, em TPPFC de quase 79%, em TPBES uma diminuição de quase 14%, e em TPBDI de quase 5%.

Aqui, a presença do banco não causou nenhum aumento em sobretensões, pelo contrário. Com ou sem para raios todos os pontos de medição registraram decrescimento na sobretensão entre 0,42% e 3,59%.

E. Análise Geral das Variações de Sobre tensão

De forma resumida, a avaliação do impacto do banco de capacitores shunt na sobretensão da instalação pode ser verificada na Tabela III.

TABLE III. VARIAÇÕES DE SOBRETENSÃO COM A APLICAÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES [%]

Cenário	ZZZZ: Ponto de Medição [kV]			
	TPLT1	TPPFC	TPBES	TPBDI
D-CEQ-01	0,07	0,01	-1,31	0,00
D-CEQ-03	-0,13	-0,53	-1,53	0,00
D-SEQ-01	-0,85	-0,24	-4,78	-1,48
D-SEQ-03	0,00	-4,92	-14,26	-1,43
I-CEQ-01	-0,01	0,33	-1,28	0,00
I-CEQ-03	-0,10	0,00	-1,42	0,00
I-SEQ-01	-1,27	0,00	-3,59	-0,49
I-SEQ-03	-1,41	0,00	-3,47	-0,42

Em vermelho estão os valores percentuais de incremento na sobretensão, quando assim aferidas. Nota-se pouquíssimos resultados representados dessa forma, e os que assim o fazem, significam incrementos mínimos em relação aos valores de pico de tensão originais, todos próximos de 0%.

Em verde e azul, as variações negativas de sobretensão provenientes da inserção do banco de capacitores no barramento de 230 kV, com destaque para os em azul, que significam as maiores atenuações registradas para os cenários D-CEQ, D-SEQ, I-CEQ e I-SEQ. É notório também que a magnitude destes valores, apesar de diferirem, mantém uma média não muito distinta. Certo também é que há variações mais expressivas, como em D-SEQ-03-TPBES, porém são poucas as situações que se destacaram desta forma.

V. CONCLUSÕES

O presente estudo abordou uma avaliação do impacto relacionado à presença de capacitores em derivação nas sobretensões transitórias provenientes de descargas atmosféricas diretas e indiretas, utilizando a adaptação da infraestrutura da Usina Pedro Viriato Parigot de Souza 230/138 kV como objeto de análise no software ATPDraw.”.

Foram alcançados resultados que, mediante uma análise dos transitórios impulsivo-atmosféricos aferidos em quatro pontos distintos da instalação, indicaram uma exígua tendência de atenuação na sobretensão resultante quando da presença de bancos de capacitores em uma instalação de porte elaborado - tal qual uma em 230 kV - mas também ainda não suficientes a ponto de abrir margem para avaliação de redução do nível de isolamento de equipamentos da instalação, devido à baixa diminuição destas sobretensões.

Não foi notada ainda interação relevante da situação na qual a instalação se encontrava (energizada ou desenergizada) com a aplicação do banco de capacitores frente a surtos atmosféricos. As atenuações mantiveram um nível próximo, apesar dos cenários de desenergização se apresentarem muito mais instáveis.

Esta investigação culminou em resultados que também tendem à redução da energia dissipada nestes para-raios, por decorrência da aplicação de bancos de capacitores nas barras, até mesmo em pontos mais longínquos, de uma subestação.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D ANEEL, Projeto PD-0641-0563/2019 – Inteligência Artificial Baseada em Automação Cognitiva e Similarity Matching Aplicada em Estudos Elétricos de transmissão e Geração para Eficiência da Gestão de Obras.

REFERÊNCIAS

- [1] M. D. Teixeira, et al. Desmistificando a Qualidade de Energia Elétrica: Definições e conceitos básicos. [S.l.: s.n.], 2020.
- [2] A. D’Aju, et al. Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento: Aplicação em sistema de potência de alta-tensão. [S.l.: s.n.], 1987.
- [3] CIGRE. Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines. CIGRE Publication, 1991.
- [4] COPEL. Usina Parigot de Souza. Diagrama Elétrico. Atualização em Novembro de 2023. 2023.
- [5] D. E. Hedman. Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência: Coordenação de Isolamento. [S.l.]: Eletrobras & UFSM, 1983.
- [6] M. Darveniza and A. A. Sargent. The calculation of double circuit outage rate of transmission lines. IEEE Transactions on Power Systems, 1962.
- [7] C. F. Mousa and A. R. Hileman. Surge impedance and its application to the Lightning Stroke - Power Apparatus and Systems - Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1969.
- [8] L. V Cunha. Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas: Influência do Efeito Corona na Ruptura a Meio de Vão. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, 2010.
- [9] A. F. Imece, et al. Modeling Guidelines for Fast Front Transients. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996.
- [10] J. Furgal. Influence of Lightning Current Model on Simulations of Overvoltages in High Voltage Overhead Transmission Systems. Energies MDPI Journal, 2020.