

GRUPO DE ESTUDO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS - GRD

LPNE APLICADA AO ESCOAMENTO DE GERAÇÃO VARIÁVEL

LEONARDO MARQUES NUNES DE MATTOS(1);EDUARDO NUNES TEICH(2);JHAIR STIVEL ACOSTA SARMIENTO(3);MARIA CRISTINA DIAS TAVARES(3);HUDSON SOUZA FREIRE(4);HENRIQUE DIAS DE OLIVEIRA GONTIJO(5);RAFAEL MACENA DE SOUZA COSTA;VITOR RODRIGO ALVES EMERENCIANO BROOKFIELD ENERGIA RENOVAVEL S.A.(1);VOLTALIA(2);UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS(3);CONNECT SISTEMAS DE ENERGIA(4);CR GONTIJO ENGENHARIA DE PROJETOS(5)

RESUMO

Esse artigo propõe uma nova LT não-convencional, de Potência Natural Elevada, para o escoamento de energia gerada por um parque híbrido solar-eólico de 2,0 GW. Tal projeto surge da necessidade de se atender aos requisitos cada vez mais demandantes dos códigos de rede dos operadores de transmissão com usinas variáveis. A alta penetração dessas fontes no sistema exige a sua participação no controle da frequência e da tensão, mais especificamente na injeção de potência reativa capacitiva na rede. O projeto desenvolvido apresentou melhores características técnicas e custo global inferior quando em comparação com uma LT convencional.

PALAVRAS-CHAVE

Geração de Energia Renovável, Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), Regime Permanente.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Agência Internacional de Energia (IEA) faz o acompanhamento permanente da transformação da matriz energética mundial. Em [2], a IEA estuda a expansão da matriz energética no período 2000-2018, e, além disso, projeta sua evolução para os anos 2030 e 2040, considerando três cenários, quais sejam: “Políticas Energéticas Atuais”, “Políticas Energéticas Intencionadas”, “Políticas Energéticas para Desenvolvimento Sustentável”. Na Figura 1 ilustra-se a evolução esperada de capacidade instalada por cada tipo de fonte de energia elétrica no cenário “Políticas Intencionadas”.

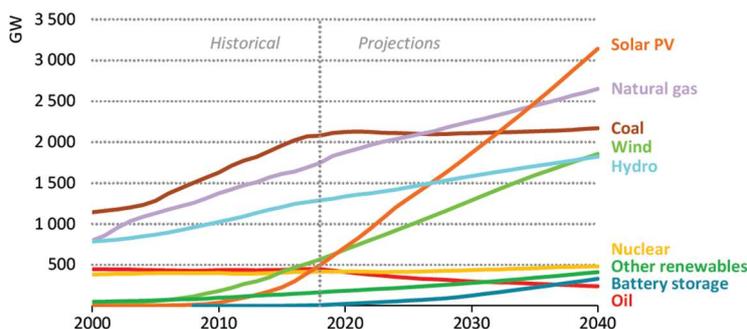


Figura 1 - Capacidade instalada por fonte de energia elétrica no cenário “Políticas Intencionadas” - Reprodução [2].

No cenário intermediário “Políticas Energéticas Intencionadas”, esperam-se que as fontes variáveis (eólica e fotovoltaica) atendam 37 % e 44 % em 2030 e 2040, respectivamente, da demanda de energia elétrica do mundo. Com esse nível de penetração no sistema é indispensável a participação dessas fontes na manutenção do desempenho da rede, tanto em operação normal quanto durante distúrbios.

No intuito de se garantir a referida colaboração das fontes variáveis, Operadores do Sistema de Transmissão (OST) vêm constantemente atualizando seus códigos de rede para garantir a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas [3], [4]. Os requisitos que os OST tipicamente solicitam das máquinas de fontes variáveis são, em operação normal: Controle de tensão e frequência; Controle de potência ativa (P); Controle de potência reativa (Q). E, em operação sob distúrbio, Valores máximos e mínimos de *Voltage Ride Through* (VRT), com rampa de recuperação para faltas simétricas e assimétricas, sem que a usina se desconecte da rede; Limitações de fornecimento de potência ativa e

reativa durante condições de falta e pós falta; Fornecimento de corrente reativa para recuperação de tensão em condição de falta e pós falta; Recuperação de potência ativa de forma controlada após eliminação da falta e Participação no controle primário da frequência.

Além dos requisitos para a máquina, queira a turbina eólica, queira o inversor solar, há também requisitos que a instalação geradora como um todo deve atender. Dentre diversos requisitos, é comum a diversos códigos de rede a necessidade do atendimento a um determinado fator de potência no ponto de conexão da instalação de geração ao sistema de transmissão (Ponto de Acoplamento Comum – PAC), em função da sua tensão, em regime permanente. Na Figura 2, ilustram-se polígonos $Q \times V(P_{max})$ no ponto de conexão exigidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) nos seus Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3.

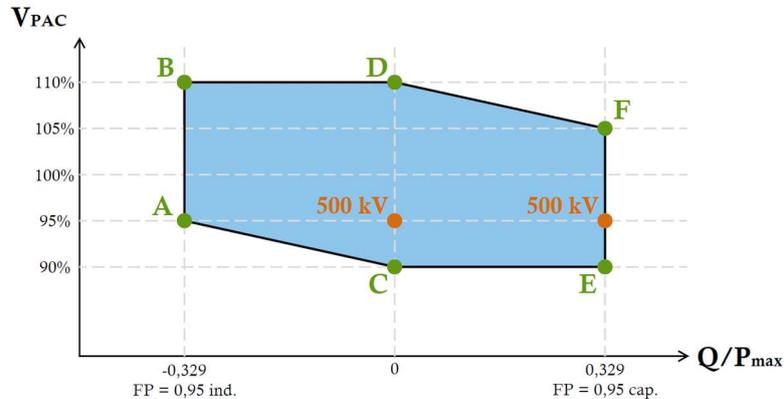


Figura 2 - Atendimento ao fator de potência no PAC.

Dependendo das características técnicas das instalações de geração renovável como curva de capacidade das máquinas ($P \times Q$), reatâncias dos transformadores das máquinas e dos transformadores elevadores das subestações coletoras, projetos das redes de média tensão e da linha de transmissão (LT) que liga a usina ao seu PAC, a aplicação do polígono $Q \times V(P_{max})$ (Figura 2) pode resultar na necessidade da instalação de capacitores e/ou reatores em derivação complementares para que sejam atendidas as exigências do código rede. Ou seja, a compensação paralela é função não somente da capacidade das máquinas, e sim, um resultado de todo o projeto elétrico da central geradora variável.

Nesse contexto, a presente pesquisa voltou-se para analisar os efeitos da melhoria da capacidade de transporte da LT de conexão do parque ao Sistema Interligado Nacional (SIN), no dimensionamento da compensação reativa necessária a um parque híbrido, composto por fontes eólicas e solares, de capacidade instalada da ordem de 2,0 GW, à luz dos critérios estipulados nos Procedimentos de Rede. Para tal, foram realizadas as seguintes etapas:

- Elaboração de geometria de cabeça de torre e seleção de condutor otimizados, objetivando-se o aumento da Potência Característica (P_c) da LT, com restrições de custo, por meio de processo numérico heurístico;
- Simulações de regime permanente, considerando diferentes carregamentos, para análise do desempenho elétrico da LT desenvolvida e dimensionamento do suporte de reativos necessário para atendimento aos Procedimentos de Rede;
- Comparação financeira da nova solução frente ao projeto tradicional já em aplicação em complexo gerador em Serra do Mel/RN, para análise de viabilidade econômica.

Das mencionadas análises, elaborou-se um projeto de LT não-convencional, de potência natural elevada (LPNE), com custo de mesma ordem de grandeza da LT tomada como referência, no entanto, com capacidade de transmissão expressivamente superior. Por conseguinte, o parque híbrido, conectado ao SIN por meio da LT ora desenvolvida, foi capaz de atender aos critérios do código de rede brasileiro requerendo menor montante de compensação paralela, menores perdas elétricas e menor queda de tensão entre a SE coletora e o PAC.

2.0 - DESENVOLVIMENTO

2.1 - Processo de Otimização da Linha

A linha de transmissão (LT) utilizada neste estudo foi projetada seguindo a metodologia de otimização apresentada em [6], considerando um circuito simples. Para isto, a função objetivo apresentada em (1) foi resolvida utilizando o algoritmo multiobjetivo NSGA-II [7], baseado em computação natural. Esta função objetivo considera a otimização do vetor de solução \vec{S}_n , focando-se em quatro objetivos: a potência natural da linha de transmissão (LT), os custos totais da LT, a faixa de servidão da LT e a altura da LT, representados com as funções normalizadas $f_1, f_2, f_3, e f_4$ apresentadas de (2) até (5). Além disso, foram consideradas várias restrições elétricas e mecânicas que ativam a função de penalização P quando o valor limite de alguma delas é superado. Dentro das restrições foram considerados aspectos tais como o valor máximo de campo elétrico produzido no entorno da linha de transmissão e

embaixo dela, o ruído audível, a resistência de sequência positiva, a ampacidade dos condutores, o centro de massa da torre e dos feixes, distâncias de coordenação de isolamento, quantidade de condutores no feixe e tamanho do feixe.

$$\text{maximizar}(f_1(\vec{S}_n) + P, f_2(\vec{S}_n) + P, f_3(\vec{S}_n) + P, f_4(\vec{S}_n) + P) \quad (1)$$

$$f_1(\vec{S}_n) = \frac{SIL(\vec{S}_n)}{SIL_o} - 1 \quad (2)$$

$$f_2(\vec{S}_n) = 1 - \frac{Ct(\vec{S}_n)}{Ct_o} \quad (3)$$

$$f_3(\vec{S}_n) = 1 - \frac{ROW(\vec{S}_n)}{ROW_o} \quad (4)$$

$$f_4(\vec{S}_n) = 1 - \frac{Ht(\vec{S}_n)}{Ht_o} \quad (5)$$

Considerando:

$$\vec{S}_n = \{\vec{c}_{ty}, \vec{n}_{sc}, \vec{co}_{ty}, \vec{Cx}, \vec{Cy}, \vec{D}, \vec{hv}, \vec{r}_e, \vec{r}_c\} \quad (6)$$

Onde:

$SIL(\vec{S}_n)$	Potência natural da LT gerada usando o vetor de solução (\vec{S}_n)
$Ct(\vec{S}_n)$	Custo total da LT gerada usando o vetor de solução (\vec{S}_n)
$ROW(\vec{S}_n)$	Faixa de servidão da LT gerada usando o vetor de solução (\vec{S}_n)
$Ht(\vec{S}_n)$	Altura da LT gerada usando o vetor de solução (\vec{S}_n)
SIL_o	Potência natural de uma linha típica de 500 kV
Ct_o	Custo total de uma linha típica de 500 kV
ROW_o	Faixa de servidão de uma linha típica de 500 kV
Ht_o	Altura de uma linha típica de 500 kV
P	Penalização aplicada quando o valor limite de uma restrição é superado
\vec{c}_{ty}	Configuração base do circuito (horizontal, vertical, delta, e delta invertido)
\vec{n}_{sc}	Quantidade de condutores por feixe
\vec{co}_{ty}	Tipo de condutor de fase (foram analisados os CAL 1120)
\vec{Cx}	Coordenada x do centro do circuito
\vec{Cy}	Coordenada y do centro do circuito
\vec{D}	Distância entre fases
\vec{hv}	Variável auxiliar para controlar a forma do circuito
\vec{r}_e	Raio do feixe das fases externas
\vec{r}_c	Raio do feixe da fase central

Como a natureza do problema é multiobjetivo, quando resolvida a equação (1) usando o NSGA-II um conjunto de soluções de Pareto são obtidas, expressando as melhores soluções para cada um dos objetivos e para combinações deles. Desta forma, a seleção final dos valores ótimos do vetor \vec{S}_n foi feita considerando a solução com maior aumento da capacidade de transmissão ao menor custo possível, produzindo a geometria de torre apresentada neste documento.

2.2 – Sistema de Referência

O sistema a ser avaliado nesse Informe Técnico (IT) é uma representação da configuração final esperada para um sistema híbrido solar-eólico em construção na região de Canudos/BA (Figura 3). Esse complexo gerador será conectado ao SIN por uma LT em 500 kV, de uso exclusivo, circuito simples, com comprimento de 52 km, sendo ela justamente o principal objeto de estudo desse IT. Nesse trabalho foi considerado como projeto de referência uma torre VX, com feixes de quatro subcondutores por fase em disposição regular, de 457 mm de lado (Figura 4). Os condutores de referência serão o 858 MCM CAL 1120. Seus parâmetros elétricos serão apresentados e discutidos na Seção 3.1, quando comparadas com o novo projeto.

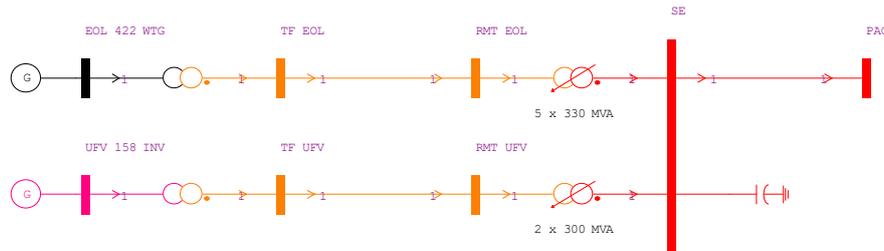


Figura 3 - Sistema teste.

Nesse sistema foi considerada uma potência instalada total de 2.041,2 MW, dos quais 1.498,1 MW correspondem à geração eólica e 543,1 MW à geração solar, conforme indicado na Tabela 1. Cada turbina eólica e inversor solar tem a sua geração elevada ao nível de média tensão por transformadores 0,69/34,5 kV – 3,9 MVA e 0,60/34,5 kV – 3,5 MVA, respectivamente, cujos detalhes são apresentados na Tabela 3.

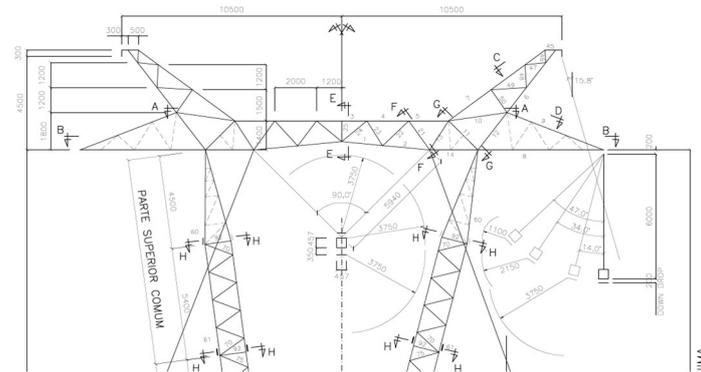


Figura 4 - Silhueta da cabeça da torre típica LT 500 kV Mel I - Açú III.

A interligação dos aerogeradores e inversores é realizada por uma rede de distribuição mista com condutores isolados enterrados, em disposição “trifólio”, e redes aéreas, subdivididas em diversos alimentadores, dimensionados considerando-se basicamente a queda de tensão, as perdas elétricas e a ampacidade dos condutores. A impedância equivalente de sequência positiva dessa rede utilizada nos nossos estudos é informada na Tabela 2.

A elevação de tensão do setor de 34,5 kV, para o nível de transmissão em 500 kV, se dará transformadores (TFs) trifásicos 500/34,5 kV, sendo cinco unidades de 330 MVA para a usina eólica e duas unidades de 300 MVA para a usina solar. As características elétricas básicas dos TFs elevadores, bem como dos TFs unitários das turbinas e inversores são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 1 - Dados dos geradores.

Fonte	Potência Nominal [MW]	Und.	Total [MW]	Fator de potência
Turbina Eólica	3,550	422	1.498,10	+/- 0,95
Inversor Solar	3,437	158	543,05	+/- 0,95

Tabela 2 – Equivalentes da rede de média tensão 34,5 kV (base 100 MVA).

Usina	R ₁ [%]	X ₁ [%]	B ₁ [Mvar]
Eólica	0,03399	0,04485	54,86
Fotovoltaica	0,19828	0,18258	44,53

Tabela 3 – Dados dos transformadores (base de potência do equipamento).

Transformador	Relação de Transformação [kV]	Potência Nominal [MVA]	R _{ps} [%]	X _{ps} [%]
Elevador EOL	500/34,5	330	0,28	14,00
Elevador UFV	500/34,5	300	0,28	14,00
Unitário EOL	34,5/0,69	3,9	1,00	11,40
Unitário UFV	34,5/0,60	3,5	1,00	6,50

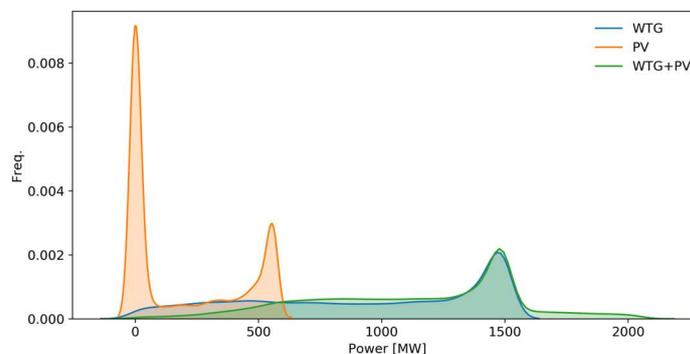


Figura 5 – Densidade de probabilidade das fontes eólicas (WTG), solar (PV) e a combinação de ambas (WTG+PV).

Um ponto importante de ser considerado quando se analisa sistemas com fontes variáveis é como seu despacho de potência se distribui no tempo, pelo importante impacto nas perdas elétrica. Isto posto, ilustra-se na Figura 5, o perfil de geração esperado no *cluster* híbrido em análise. Os fatores de capacidade da planta solar, eólica e da composição das fontes é 0,35, 0,63 e 0,56, respectivamente.

2.3 – Simulação Computacional

As simulações de fluxo de carga foram realizadas considerando-se um despacho das usinas fotovoltaica e eólica com fator de potência capacitivo de 0,95. Além disso, os comutadores sob carga da usina foram mantidos na posição 1,025 pu. A tensão no PAC foi fixada em 1,00 pu. As referidas premissas foram adotadas de tal forma que as tensões nas barras da rede de média tensão sejam mantidas dentro da faixa normal de operação de 0,95 pu a 1,05 pu, para toda a faixa de potência simulada. As tensões terminais dos aerogeradores e inversores, de acordo com seus respectivos fabricantes, podem operar na faixa de 0,90 pu a 1,10 pu.

Para verificação do desempenho da nova LT desenvolvida foram comparadas, frente ao projeto tomado como referência, as seguintes características: perdas elétricas, queda de tensão e a compensação reativa necessária para atendimento ao código de rede brasileiro. Os dois primeiros critérios serão analisados adotando-se uma variação de despacho do complexo gerador de 0 a 100 %. O terceiro critério foi calculado respeitando os pontos E e F do polígono QxV($P_{máx}$) (Figura 2), constante dos Procedimentos de Rede do ONS. O banco de capacitor necessário foi considerado conectado ao barramento de 500 kV do complexo gerador.

2.4 - Análise Financeira

A análise econômica das LTs foi feita comparando-se os custos totais associados a cada configuração estudada, conforme descrito na equação (7):

$$C_t = C_E + C_F + C_{BC} + C_{cond} + C_{Joule} \quad (7)$$

Onde:

C_E	Custo das estruturas da linha de transmissão
C_F	Custo das fundações
C_{BC}	Custo dos bancos capacitores para atendimento ao fator de potência no PAC
C_{cond}	Custo dos condutores da linha de transmissão
C_{Joule}	Custo das perdas elétricas por efeito Joule nos condutores da LT ao longo da vida útil do empreendimento

Os primeiros quatro termos da equação (7) são as Despesas de Capital (*Capex*) e devem ser considerados já no início da vida útil do empreendimento. O último termo, associado às perdas elétricas, pode ser entendido como um Custo Operacional (*Opex*) sendo calculado considerando toda vida útil do ativo, conforme indicado na equação (8):

$$C_{Joule} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{E_{loss}}{(1+i)^n} \quad (8)$$

Onde:

C_{Joule}	Custo total das perdas elétricas na LT ao longo da vida útil do empreendimento
E_{loss}	Custo anual das perdas elétricas na LT
i	Taxa de desconto
N	Vida útil do empreendimento

Com a série temporal das perdas elétricas simuladas na linha, foi feita a precificação das perdas ao longo da vida útil da LT através do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). Foram consideradas as premissas econômicas da vida útil do empreendimento de 25 anos, a taxa de desconto de 10 % ao ano. O valor de referência para venda da energia produzida foi de 120,00 R\$/MWh.

Cabe ressaltar a importância da realização do estudo energético preliminar das fontes eólica e solar na região, para obter maior assertividade no cálculo das perdas elétricas na LT ao longo de sua vida útil. Para isto, neste trabalho foi utilizada a série temporal da produção de energia, simulada a partir de três anos de medições anemométricas e solarimétricas do local, com intervalos de medição de dez minutos para ambas as fontes (Figura 5).

Entende-se que há outros custos envolvidos em um projeto de LT, contudo restringiu-se a análise ao menor conjunto possível de variáveis para que se pudesse obter um entendimento satisfatório, possibilitando uma tomada de decisão com um satisfatório grau de precisão sem tornar a discussão desnecessariamente complexa.

3.0 - RESULTADOS E ANÁLISES

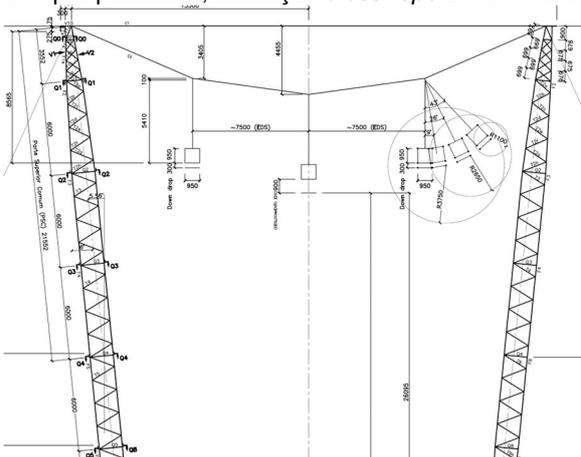
3.1 – Projetos Resultantes da Otimização

Utilizando-se da metodologia apresentada na Seção 2.1, geraram-se dois projetos de cabeça de torre otimizados: um com feixes aproximadamente alinhados, que se encaixaria melhor em uma estrutura do tipo *cross-rop* (Figura 6-(a)) e outro com o feixe central deslocado acima dos feixes laterais (Figura 6-(b)), ficando mais adequado para uma estrutura monomastro.

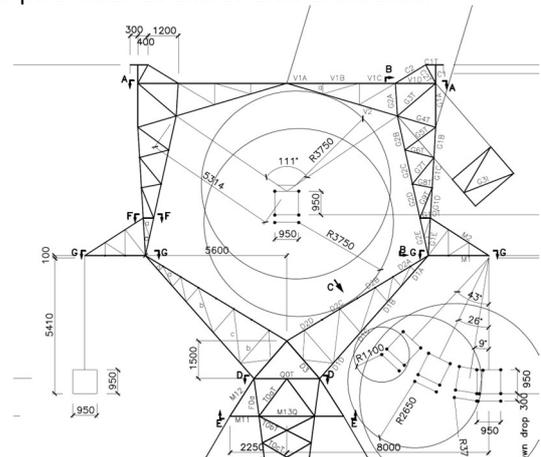
Considerando-se que ambas as soluções fazem uso de feixes expandidos de 950 mm, entende-se ambas enquadram-se como projetos “não-convencionais”, haja vista os critérios definidos em [5] para tal: “tensão nominal de operação acima de 765 kV, número de subcondutores maior que quatro, disposição dos feixes em geometria diferente de um quadrado ou espaçamento entre os subcondutores maior do que 45 cm”.

Comparando-se o peso das estruturas (Figura 7), verifica-se que a solução *cross-rop* é indubitavelmente a mais leve, sendo a estrutura VX de peso intermediário e a monomastro a mais pesada. O peso da estrutura é diretamente proporcional à quantidade de aço necessária para sua execução e, por conseguinte, implicando no seu custo. Entretanto, há de se considerar que as variações construtivas entre as soluções também acarretarão impactos importantes em seus custos, por exemplo, na estrutura *cross-rop* há o cabo de interligação dos mastros, e, em comparação com a monomastro, há ainda um sobrecusto na fundação, dado seus duplos mastros.

Contudo, quando se compara o custo absoluto por estrutura (Figura 8), incluindo as estimativas para a estrutura, fundação e cabos estruturais, temos um cenário misto, onde a solução ótima fica dependente da composição das alturas úteis das estruturas necessárias. No projeto em análise, seria necessária uma altura útil média de 42,6 m. Dessa forma, teríamos as soluções mais baratas na seguinte ordem: VX, monomastro e *cross-rop*. Cabe ressaltar que os cálculos de custo foram elaborados em março de 2021, e, que os resultados foram gravemente alterados mediante a desvalorização do Real e a alta dos preços das commodities à época, dada a pandemia de COVID-19. No cenário pré-pandemia, a solução *cross-rop* seria a mais barata para todas as alturas úteis analisadas.



(a) *Cross-rop*.



(b) Monomastro.

Figura 6 – Geometria das cabeças de torre otimizadas.

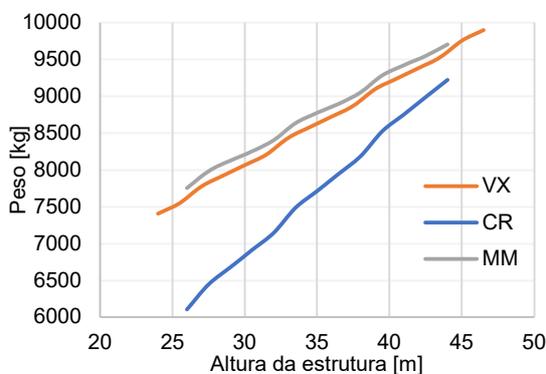


Figura 7 – Comparação altura x peso das estruturas.

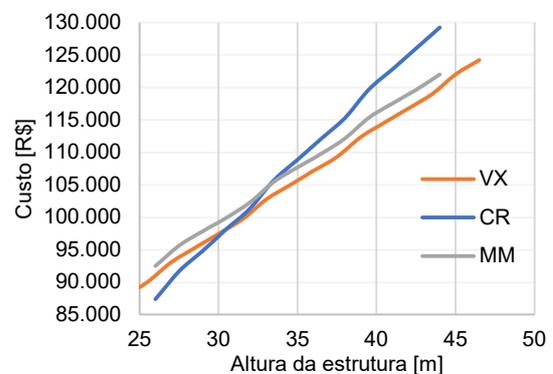


Figura 8 – Comparação de custo x alturas.

Tabela 4 - Parâmetros elétricos das LTs 500 kV.

	Estrutura		
	VX	Cross- <i>rope</i>	Monomastro
Condutor CAL 1120 [MCM]	4 x 838	4 x 1.329,6	
R₁ [Ω/km]	0,0212	0,0139	0,0139
X₁ [Ω/km]	0,3303	0,2473	0,2661
B₁ [μS/km]	4,9980	6,7233	6,1922
SIL [MVA]	970,6	1.303,8	1.205,2
Ampacidade [MVA] @ 60°C	2.474,3	3.107,2	

Analisando-se os parâmetros elétricos de sequência positiva (Tabela 4), nota-se uma redução significativa na resistência, trazido pelo aumento da seção do condutor adotado de 1.329,9 MCM frente ao projeto 838 MCM, o que se traduzirá tanto na redução das perdas quanto na queda de tensão. Também se vê uma redução da reatância de sequência positiva nos novos projetos, sendo mais expressivo na solução *cross-*rope**. Dessa forma, se espera que as soluções otimizadas absorvam menos potência reativa frente ao projeto original, ocasionando uma menor queda de tensão para uma mesma dada potência sendo transportada entre os terminais da linha. Em termos de susceptância, nota-se uma elevação significativa nas novas soluções, especialmente no projeto *cross-*rope**, o que tanto acarretará uma menor queda de tensão na linha de transmissão, quanto reduzirá o tamanho da compensação paralela necessária. Todas essas alterações traduziram-se em um aumento na Pc da LT para 1.303,8 MVA e 1205,2 MVA nas estruturas *cross-*rope** e monomastro, respectivamente, valores expressivamente maiores que a solução com estrutura VX. O quanto esses parâmetros influenciaram no desempenho da linha é discutido na próxima seção.

3.2 – Simulação Computacional

Procedeu-se com simulações de fluxo de carga para análise do desempenho dos novos projetos *cross-*rope** e monomastro, frente ao projeto de referência (VX), com base nos parâmetros de sistema descritos na Seção 2.2 e na Seção 3.1 e premissas determinadas na Seção 2.3. As perdas elétricas são apresentadas na Figura 9, a queda da tensão é comparada na Figura 10, e, a compensação capacitiva necessária para atendimento aos Procedimentos de Rede é indicada na Tabela 5.

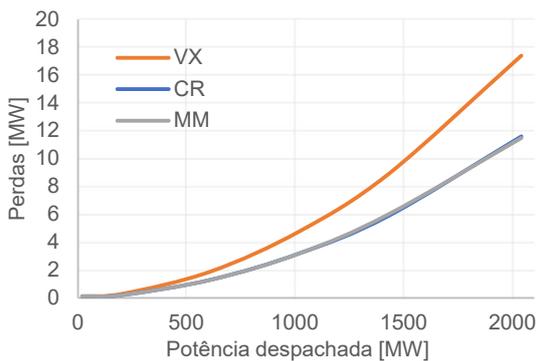


Figura 9 – Perdas elétricas.

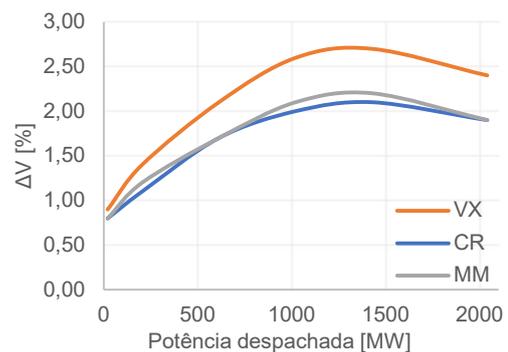


Figura 10 – Queda de tensão entre os terminais.

Tabela 5 – Compensação reativa capacitiva necessária para atendimento ao polígono do código de rede ONS.

Ponto QxV _{PAC} (P _{max})	VPAC [pu]	VX [Mvar]	CR [Mvar]	MM [Mvar]
E	1,05	573	498	516
F	0,95	427	368	383

Dada a adoção do mesmo condutor de seção transversal 1.329,9 MCM, as perdas nos novos projetos são similares entre si e significativamente menores do que no projeto de referência VX. Tomando-se o *cluster* com despacho integral, as perdas para o projeto *cross-*rope** e monomastro apresentam valores de 11,6 MW e 11,5 MW, frente a 17,4 MW do projeto VX, equivalendo a reduções 33,3 % e 33,9 %, respectivamente.

Como resultado do aumento na Potência Característica, houve uma redução na queda de tensão entre os terminais da linha, registrando-se reduções de 0,6 % e 0,5 % para os despachos do complexo gerador de 50 % e 100 % da sua capacidade, respectivamente, utilizando o projeto *cross-*rope**. Para os mesmos despachos, o projeto monomastro apresentou redução de 0,5 % em ambos os cenários.

Em termos da compensação reativa capacitiva, o projeto de referência necessária, no pior caso, quando a tensão no PAC estivesse em 0,95 pu, de um suporte de 573 Mvar instalados na barra de 500 kV da SE coletora para atendimento aos Procedimentos de Rede. O projeto *cross-*rope** demandaria bancos de capacitores de até 498 Mvar,

levando a uma redução do BC de 13,1% na compensação paralela necessária. Já o projeto monomastro precisaria de 516 Mvar, culminando em uma redução de 9,94 %.

Pelas simulações em regime permanente realizadas, fica clara a semelhança no desempenho de transporte de potência dos dois projetos de torre desenvolvidos, com valores equivalentes de perdas e quedas de tensão entre si, e significativamente melhores que o projeto VX de referência. Todavia, a diferença nos projetos propostos, evidenciada pela diferença nas Potências Características, é caracterizada de maneira mais importante no dimensionamento do banco de capacitor, sendo o projeto o monomastro, de menor SIL, requerendo 18 Mvar adicionais para atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS frente a solução *cross-ropo*.

Cabe ressaltar que os novos projetos apresentados possuem ampacidade 25,6 % maior do que o original (Tabela 4), e, portanto, ao contrário do projeto de referência, ainda deixam margem para uma expansão do sistema híbrido em discussão.

3.3 – Comparação Financeira

O comparativo dos custos envolvidos, quais sejam: estruturas, fundação, condutores, compensação reativa e perdas são resumidamente apresentadas na Figura 11.

Conforme discutido na Seção 3.1, as estruturas da *cross-ropo* e monomastro apresentaram custo mais elevado, em R\$ 585 mil e R\$ 275 mil em relação à estrutura de referência VX para a altura útil média necessária. Os custos de fundação são acrescidos em R\$ 184 mil para *cross-ropo*, porém reduzidos em R\$ 85 mil para monomastro. Porém essas variações possuem baixo impacto em relação ao *Capex* total das soluções. Em relação à variação do custo do banco capacitor, foi possível economizar R\$ 2,1 milhões e R\$ 1,6 milhões para *cross-ropo* e monomastro, respectivamente, o que equivale a reduções de 13,1 % e 9,9 %.

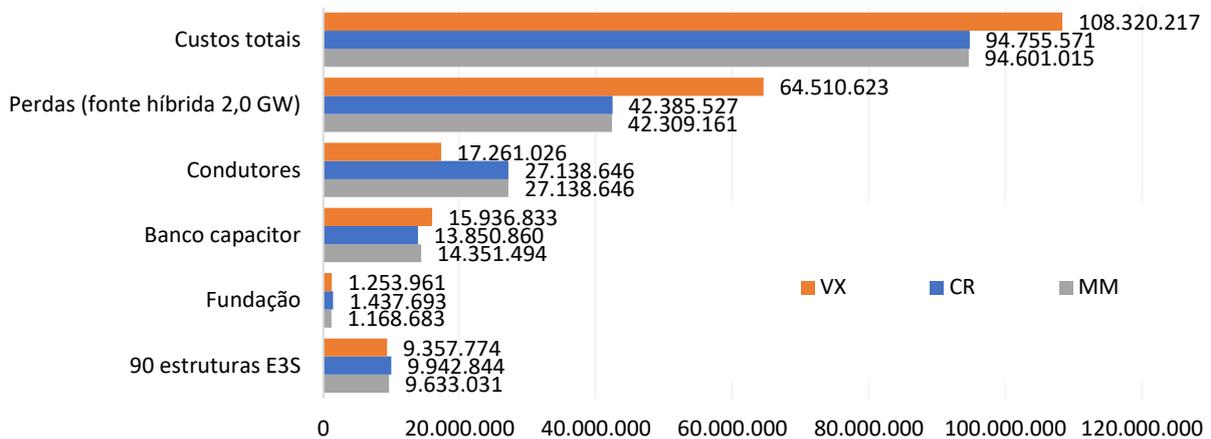


Figura 11 – Custos analisados – Valores em R\$.

A Figura 11 evidencia que a maior variação no *Capex* entre as soluções deve-se aos custos com condutores. Considerando que em ambas as configurações de LPNE foram adotadas os 4 x 1329 MCM CAL 1120, estas apresentaram um acréscimo no *Capex* de R\$ 9,9 milhões, o que equivale ao adicional de 57,2 % do investimento em condutor. Porém, a maior variação é observada nos custos associados às perdas elétricas na LT. Ambas as configurações de LPNE permitem a redução em R\$ 22,1 milhões nos custos das perdas ao longo da vida útil do empreendimento, o que equivale a uma redução de 34 % em relação ao projeto de referência. Finalmente, considerando os custos totais, obteve-se uma redução em cerca de R\$ 13,5 milhões para *cross-ropo* e monomastro em relação à VX, o que representa cerca de 12,5 % de redução dos custos considerados nesta análise.

4.0 - CONCLUSÕES

No presente IT foram apresentados dois projetos de LTs LPNE otimizadas e aplicadas ao escoamento de um parque gerador de energia renovável híbrido, cujo comportamento em regime permanente foi analisado, bem como seus custos associados mais significativos. As principais conclusões são:

- As duas linhas não-convencionais apresentadas, com feixe expandido de 950 mm, possuem um melhor desempenho elétrico frente ao projeto tradicional considerado como referência, sendo que:
 - As perdas elétricas foram reduzidas da ordem de 33 %, na condição de despacho pleno;
 - A queda de tensão entre os terminais da linha, com despacho integral do *cluster*, foi reduzida em 0,5 %;
 - A depender da solução analisada, foi possível reduzir o banco de capacitor necessário para atender ao código de rede brasileiro em até 13,1 %;
- Em termos financeiros:
 - Os projetos desenvolvidos implicaram em um aumento do *Capex* de R\$ 8,5 milhões;

- Entretanto, levaram a uma importante redução do custo de perdas, que é o maior diferencial no custo total. Este aumento do *Capex* é abatido em menos de cinco anos;
- Computando-se os custos de estruturas, fundações, condutores de fase, banco de capacitor e perdas elétricas foi possível obter uma economia global de, aproximadamente, R\$ 13,5 milhões.

Diante do exposto, entende-se que o projeto aqui apresentado atingiu seu objetivo de desenvolver uma nova linha para escoamento de geração variável com melhores características técnicas, com redução da compensação paralela, sendo economicamente viável, apresentado melhor equilíbrio entre *Capex* e *Opex*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, “Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos (Rev 2.0),” 2011.
- [2] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2019 – Analysis - IEA,” *World Energy Outlook 2019*, 2019. .
- [3] M. Altin, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. B. Jensen, and L. Helle, “Overview of recent grid codes for wind power integration,” in *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 2010, doi: 10.1109/OPTIM.2010.5510521.
- [4] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, and M. Datta, “Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization Algorithms,” *IEEE Access*, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2838563.
- [5] E. H. Watanabe *et al.*, *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Meia-onda+ e Transmissão CA Segmentada*. Brasília, 2013.
- [6] J. S. Acosta and M. C. Tavares, “Multi-objective optimization of overhead transmission lines including the phase sequence optimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, p. 105495, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105495.
- [7] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, Apr. 2002, doi: 10.1109/4235.996017.

DADOS BIOGRÁFICOS



Leonardo M. N. de Mattos; Nascido no Rio de Janeiro em 22 de julho de 1987, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (2012), mestre em Engenharia Elétrica, com ênfase em transitórios eletromagnéticos, pela Universidade Estadual de Campinas (2017). Atualmente trabalha como Engenheiro Eletricista Especialista na Elera Renováveis no Departamento de Engenharia & Construção, atuando no dimensionamento e otimização de novos projetos de usinas renováveis, bem como nas tratativas de conexão dessas plantas ao SIN. Áreas de interesse: sistemas elétricos de potência, transitórios eletromagnéticos e computação de alta performance.

Eduardo Nunes Teich; Nascido no Rio de Janeiro em 16 de novembro de 1994, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (2020), mestrando em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente trabalha na área de estudos elétricos na empresa Voltalia Energia do Brasil. Áreas de interesse: sistemas elétricos de potência, estabilidade eletromecânica e otimização de projetos de sistemas de transmissão.

Jhair S. Acosta recebeu o duplo diploma em engenharia eletrônica e engenharia elétrica pela Universidade Nacional da Colômbia (UNAL), Bogotá, Colômbia em 2012 e 2013. Em 2016, ele recebeu o M.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil. Em 2021, ele recebeu seu Ph.D. em Engenharia Elétrica pela UNICAMP. Atualmente é pesquisador de pós-doutorado na UNICAMP, estudando o arco secundário em linhas de transmissão otimizadas com múltiplos circuitos e tensões. Durante seu Ph.D. fez pesquisas em sistemas de potência, utilizando técnicas de otimização, automação, inteligência artificial e computação paralela.

Rafael M. S. Costa; Nascido em Niterói – RJ em 8 de novembro de 1986, graduado em Engenharia Civil e especializado em Estruturas e Materiais pela Escola Politécnica – Universidade Federal do Rio de Janeiro (2009). Atualmente trabalha como Coordenador na Promon Engenharia, atuando na concepção, dimensionamento, verificação e gerenciamento de projetos de estruturas metálicas, estruturas de concreto e fundações para todos os setores da indústria. Áreas de Interesse: Engenharia Civil, cálculo estrutural, cálculo de fundações, infraestrutura urbana.

Vitor R A Emerenciano; Nascido em Pernambuco em 10 de junho de 1984, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (2010), mestre em Engenharia Elétrica, com ênfase em reconhecimento de padrões, pela Universidade Federal de Pernambuco. Atualmente trabalha como gerente de engenharia na EDP Renováveis no Departamento de Engenharia & Construção com foco na implantação de novas usinas renováveis. Áreas de interesse: sistemas elétricos de potência.

Maria Cristina Dias Tavares; Graduação (1984) e mestrado (1991) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1984), e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (1998). Atualmente é Professora MS5 (Livre Docente) na FEEC da UNICAMP. Membro Sênior no IEEE. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em transmissão da energia elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: estudos de transitórios eletromagnéticos, linha de transmissão, modelagem de arco secundário, proteção adaptativa monopolar e tripolar, simuladores ATP, PSCAD e RTDS, e transmissão a muito longa distância, especificamente transmissão em meio comprimento de onda.

Hudson Souza Freire; Nascido em Campos Belos/Goiás em 21 de Agosto de 1984, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás - UFG em 2008. Trabalha desde 2009 como engenheiro de linhas de transmissão e atualmente é sócio e diretor técnico na Connect Sistemas de Energia, onde coordena a elaboração de projetos básicos e executivos de linhas de transmissão aéreas. Áreas de interesse: linhas de transmissão aéreas, projeto eletromecânico.

Henrique D. O. Gontijo; Graduado em Engenharia Civil pela UFGM (2006), mestre em Engenharia Civil, com ênfase em estruturas, pela UFGM. Professor de estruturas, metálicas, resistência dos materiais e teoria das estruturas. Atualmente trabalha como Sócio Diretor da CR Gontijo Engenharia de Projetos que é uma empresa especializada em projetos de estruturas metálicas treliçadas para linhas de transmissão e subestações. Áreas de interesse: estruturas metálicas, linhas de transmissão e subestações.